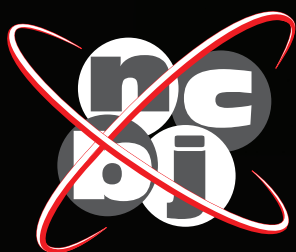


ENERGETYKA JĄDROWA: SPOTKANIE DRUGIE

LUDWIK DOBRZYŃSKI
KAJETAN RÓŻYCKI
KACPER SAMUL



NARODOWE CENTRUM BADAŃ JĄDROWYCH

listopad 2014 r.

Od Autorów

Niniejsza broszura stanowi kontynuację poprzedniej pt. „Energetyka jądrowa: spotkanie pierwsze”, autorstwa L.Dobrzyńskiego i K.Żuchowicz (NCBJ, 2012). Obecna, podobnie jak poprzednia, jest skierowana do wszystkich osób zainteresowanych energetyką jądrową, w tym rozwojem koncepcji nowych reaktorów energetycznych. Opisujemy pewne elementy systemu tworzenia w kraju energetyki jądrowej i zapewnienia bezpieczeństwa jądrowego. Za swój obowiązek uznaliśmy w tym kontekście opisanie także przyczyn i skutków ważniejszych awarii, które miały miejsce w cywilnej energetyce jądrowej. Zakres zagadnień poruszonych w tej broszurze jest szeroki, a wśród nich opisujemy także pewne aspekty ekonomiczne.

Broszurę tę, jak i inne o podobnej tematyce, można znaleźć na naszych stronach internetowych, np. <http://ncbj.edu.pl/materialy-edukacyjne/materialy-dla-uczniow>. Jak zawsze dokładamy starań, aby tekst był możliwie łatwy do czytania i przyswojenia, jednak bardzo polecamy zaznajomienie się z cytowaną wyżej broszurą (będziemy się do niej odwoływali jako do „poprzedniej broszury” lub „spotkania pierwszego” -- mamy nadzieję, że będzie to w oczywisty sposób wynikało z kontekstu). Opisuje ona podstawy energetyki jądrowej, więc jej przeczytanie może znacznie ułatwić pełne zrozumienie obecnej broszury. Miłej lektury!



SPIS TREŚCI

1	O czym będzie ta broszura?	5
2	W jaki sposób powstaje decyzja o budowie reaktora konkretnego typu i w konkretnym miejscu?	6
2.1	Lokalizacja elektrowni	7
2.2	Urząd Dozoru Jądrowego (Dozór Jądrowy)	8
2.3	Organizacja wsparcia technicznego (TSO)	8
2.4	Licencjonowanie i certyfikowanie reaktora	9
2.5	Sprawy społeczne	9
2.6	Współpraca międzynarodowa w podnoszeniu bezpieczeństwa jądrowego	9
3	Ewolucja reaktorów jądrowych, czyli co to są generacje reaktorów?	10
4	Pasywne układy bezpieczeństwa reaktora	11
5	A jeśli nie można wbudować elementów pasywnych?	12
5.1	O zwielokrotnieniu i różnorodności	12
5.2	Uproszczenia – mniej elementów, to mniej rzeczy, które mogą się popsuć	14
5.2.1	Ewolucja rozwiązań w reaktorach typu BWR	14
5.2.2	Ewolucja reaktorów typu PWR	15
5.3	Obudowa bezpieczeństwa	15
6.	A gdy zawiodą układy bezpieczeństwa i powstanie awaria?	17
6.1	Ciężkie awarie	18
6.2	Prawdopodobieństwo stopienia się rdzenia	19
6.3	Wnioski	19
7	O awariach w cywilnej energetyce jądrowej: przyczyny, skutki, wyciągnięte wnioski	20
7.1	Skala INES	20
7.2	Browns Ferry (22.03.1975 r.)	21
7.3	Three Mile Island (28.03.1979 r.)	21
7.4	Czarnobyl (26.04.1986 r.)	22
7.5	Paks (10.04.2004 r.)	24
7.6	Fukushima (11.03.2011 r.)	24
7.7	Cel podstawowy: ograniczenie błędów ludzkich	26
8	O rozwoju techniki reaktorowej	27
8.1	Małe Reaktory Modułowe	27
8.1.1	Przykłady technologii SMR	27
8.1.1.1	Babcock & Wilcox mPower	27

8.1.1.2	NuScale	28
8.1.1.3	KLT-40S	28
8.1.1.4	SMART	28
8.1.1.5	HTR-PM	29
8.2	Generacja IV	29
8.2.1	Reaktory prędkie	29
8.2.2	Czy reaktor jądrowy może wytwarzać paliwo sam dla siebie?	29
8.2.2.1	SFR (Sodium-Cooled Fast Reactor)	30
8.2.2.2	USA – reaktor PRISM	31
8.2.2.3	Francja - reaktor ASTRID	31
8.2.2.4	Chiny- reaktor CEFR	31
8.2.2.5	Indie – reaktor PFBR	32
8.2.2.6	Rosja (d. ZSRR) – reaktory typu BN	32
8.2.2.7	Japonia	32
8.2.3	Reaktor prędkie chłodzony ołowiem lub eutektyką ołów-bismut: LFR (Lead and Lead-Bismuth-Cooled Fast Reactor System)	32
8.2.4	Reaktor prędkie chłodzony gazem: GFR (Gas-Cooled Fast Reactor System)	33
8.2.5	Wysokotemperaturowy reaktor grafitowy: HTGR (High Temperature Graphite Reactor)	34
9	Ekonomia	36
9.1	Koszt wytwarzania energii w elektrowniach jądrowych	36
	Koszt kapitałowy (koszt elektrowni)	36
	Koszty stałe	37
	Koszty zmienne	37
	Paliwo	37
	Utylizacja paliwa	37
	Koszty demontażu	37
9.2	Porównanie z innymi typami elektrowni:	38
	Elektrownie gazowe	38
	Elektrownie węglowe	38
	Elektrownie wiatrowe	38
	Elektrownie fotowoltaiczne	39
	Elektrownie wodne	39
	Elektrownie geotermalne	39
10	Podsumowanie	40
11	Literatura dla bardziej dociekliwego czytelnika	40
12	Słowniczek	41

1. O czym będzie ta broszura?

W broszurze pt. „Energetyka jądrowa: spotkanie pierwsze” opisaliśmy szczegółowo podstawy działania reaktora jądrowego i jego wykorzystania w celu wytwarzania energii elektrycznej. Poświęciliśmy też sporo uwagi problemom bezpieczeństwa reaktora i próbowaliśmy odpowiedzieć na szereg podstawowych pytań nurtujących społeczeństwo. Należą do nich pytania o bezpieczeństwo reaktorów, o szkodliwość promieniowania jonizującego, bezpieczeństwo transportu wypalonego paliwa i jego składowania. Omówiliśmy w skrócie znaczenie energetyki jądrowej dla gospodarki, a także dla ruchu turystycznego w okolicach elektrowni jądrowej. Chociaż staraliśmy się nakreślić perspektywę rozwoju reaktorów i technologii z nimi związanych, na pewno mogliśmy tego dokonać jedynie w formie skrótowej, podyktowanej przez założony rozmiar broszury.

W niniejszej broszurze spróbujemy odpowiedzieć na następujące pytania:

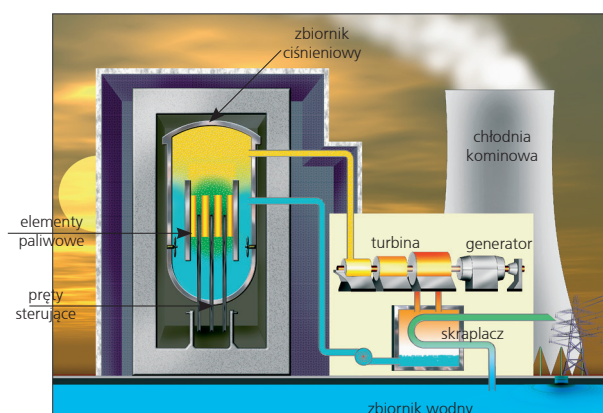
1. W jaki sposób powstaje decyzja o budowie reaktora konkretnego typu i w konkretnym miejscu? Jak zobaczymy, jest to dość ciernista droga, którą musi przejść projekt zanim otrzyma pozwolenie na realizację.
2. Czym są pasywne układy bezpieczeństwa i jakie mają one znaczenie? Bezpieczeństwo reaktora jest najwyższym priorytetem każdego projektu. Systemy bezpieczeństwa są coraz bardziej udoskonalane, pomimo, iż już te obecne dają znaczące gwarancje skuteczności. Wbrew pozorom, nie będzie to zwykły przegląd szczegółowych rozwiązań, lecz przede wszystkim przegląd myśli towarzyszących konstruktorom i operatorom reaktorów.
3. Ile mieliśmy poważnych awarii reaktorów w cywilnej energetyce jądrowej, co je spowodowało i jakie były ich konsekwencje? To bardzo istotna wiedza, gdyż jesteśmy skłonni postrzegać każdą awarię jako swoiste pandemonium, a przy takich okazjach powstaje zawsze pytanie o to, co zawiodło w systemie i jaką lekcję wyciągnięto z takiego zdarzenia.
4. Powiemy też trochę o aspektach ekonomicznych związanych z energetyką.

Nim zaczniemy, należy przypomnieć kilka informacji. W światowej energetyce jądrowej najpopularniejszymi reaktorami jądrowymi są reaktor wodny ciśnieniowy (typu

PWR - od ang. *Pressurized Water Reactor*) oraz reaktor wrzący (typu BWR – od ang. *Boiling Water Reactor*).

W pierwszym, ciepło gorącej wody z obiegu pierwotnego reaktora użyte jest do wytworzenia pary w wytwornicy pary, będącej podstawowym urządzeniem w obiegu wtórnym, fizycznie rozdzielonym od obiegu pierwotnego. W reaktorze BWR para wytwarzana jest bezpośrednio w reaktorze – mamy zatem jeden obieg wodno-parowy. Mimo prostszej konstrukcji reaktora BWR, dominującym na świecie typem reaktora energetycznego jest dziś PWR. O obu rodzajach reaktorów pisaliśmy w cytowanej już broszurze „Energetyka jądrowa. Spotkanie pierwsze”. Dla przypomnienia, rys. 1 i rys. 2 pokazują schematycznie różnice między tymi reaktorami.

Reaktor z wrzącą wodą BWR



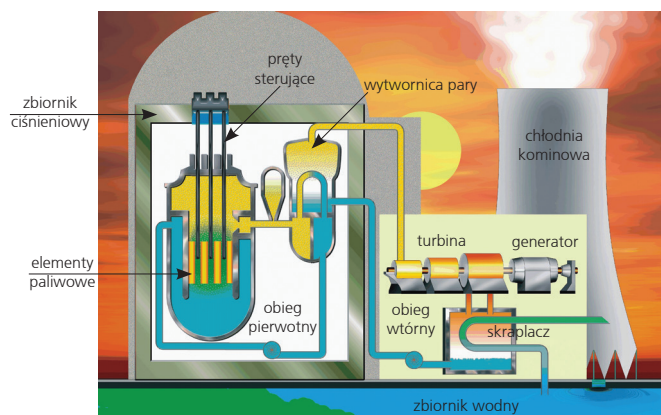
Rys. 2. Schemat reaktora z wrzącą wodą (BWR)

Kolejna informacja dotyczy promieniowania jonizującego. Tworzy się ono w znacznych ilościach w reaktorze i tam jest zatrzymywane niemal w całości, natomiast tzw. uwolnienia, a więc materiały promieniotwórcze wychodzące wysokim kominem z reaktora, są nadzwyczaj niewielkie. Dawka promieniowania na granicy normalnie pracującej elektrowni jądrowej stanowi mniej niż ok. 1% promieniowania naturalnego, a więc tego, które towarzyszy nam od zarania dziejów. Dochodzi ono do nas z Kosmosu, skał i gleby (rys. 3), a także z naszych własnych ciał. Więcej informacji na ten temat można znaleźć w innej naszej broszurze: „Spotkanie z promieniotwórczością”, dostępnej również na cytowanej już stronie internetowej NCBJ. Rys.4 przypomina zaś wielkości dawek, mierzonych w jednostkach zwanych siwertami, związanymi nie tylko z promieniowaniem naturalnym, ale też z niektórymi sytuacjami spotykanymi codziennie. Definicje dawek i używanych jednostek podane zostały w „Spotkaniu z promieniotwórczością”.

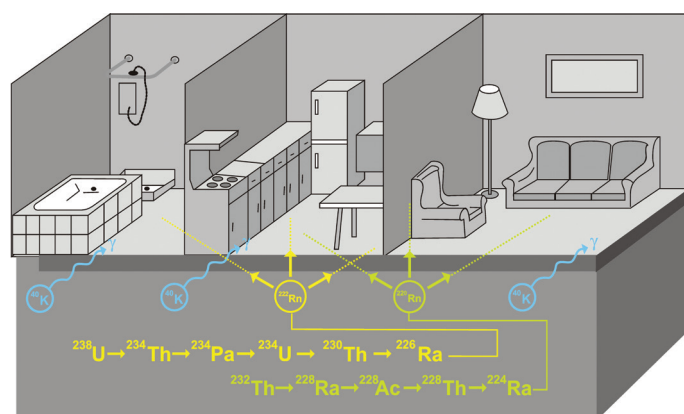
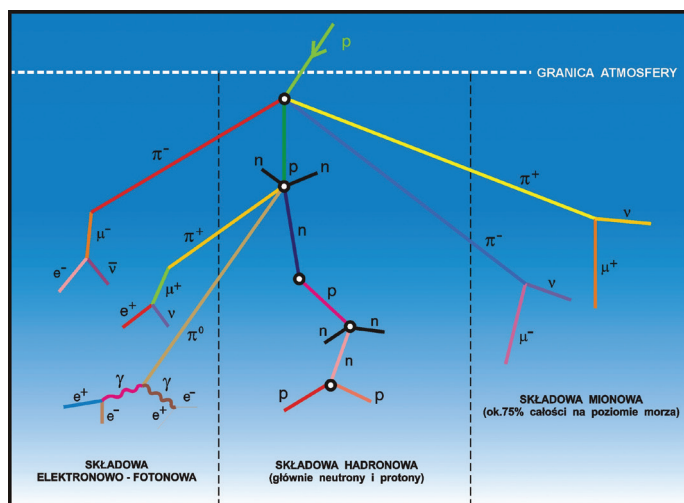
Po tych wstępnych przypomnieniach spróbujemy odpowiedzieć na postawione wyżej pytania. Jeśli nasz tekst będzie niejasny lub niewystarczający, można zawsze się z nami skontaktować poprzez stronę internetową NCBJ.

Z autorami można skontaktować się bezpośrednio drogą e-mailową, pisząc np. na adres l.dobrzynski@ncbj.gov.pl.

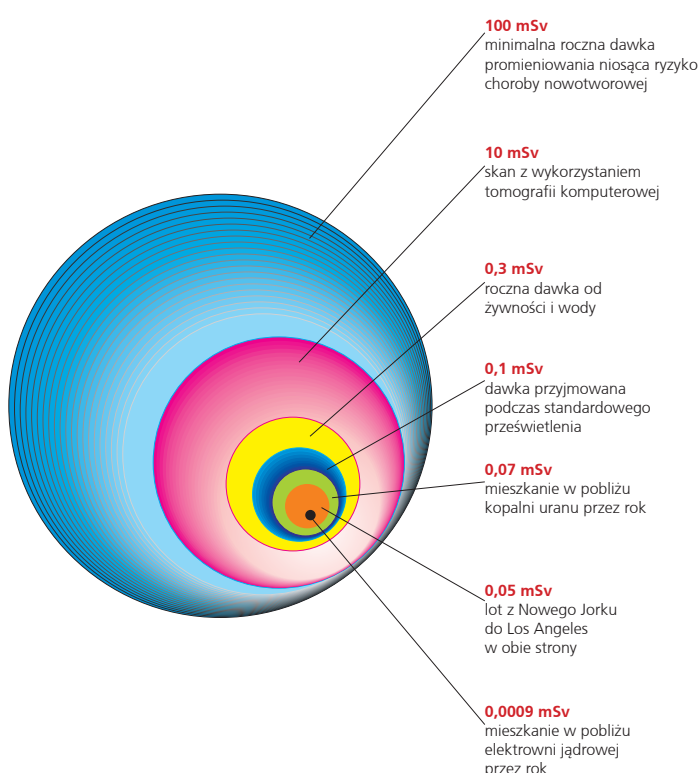
Reaktor wodny ciśnieniowy PWR



Rys. 1. Reaktor PWR. Gorąca woda, wychodząca ze zbiornika reaktora powoduje powstanie pary w wytwornicy pary. Para ta kierowana jest na turbinę



Rys. 3. Promieniowanie jonizujące dochodzi do nas z Kosmosu i z ziemi. Rysunek górny pokazuje nam tworzenie się tego promieniowania w atmosferze, dolny zaś podstawowe źródła promieniowania gleby (izotopy uranu i toru), które są odpowiedzialne za tworzenie się w atmosferze, w tym w naszych domach, promieniotwórczego gazu szlachetnego – radonu. Objasnienia: K – potas, Rn – Radon, U – Uran, Pa – Protaktyn, Ac – Aktyn, Th – Tor.



Rys. 4 Typowe dawki promieniowania jonizującego

2. W jaki sposób powstaje decyzja o budowie reaktora konkretnego typu i w konkretnym miejscu?

Przede wszystkim przyjmijmy, że decyzja rządowa o konieczności wprowadzenia energetyki jądrowej w danym kraju (np. w Polsce) lub o budowie nowych bloków energetycznych jest już podjęta. Decyzja ta nie jest łatwa, gdyż musi być poprzedzona poważną analizą ekonomiczną, a także uzyskaniem akceptacji społecznej dla projektu. Wyobraźmy sobie jednak, że decyzję już podjęto, inwestor został wybrany (oczywiście może to być grupa inwestorów), a pieniądze na budowę są zagwarantowane. Pozostaje teraz zdecydować o miejscu budowy reaktora i jego rodzaju. W jednym i drugim wypadku sprawa stosunkowo nie jest prosta, a podjęcie decyzji wymaga długiego czasu.

Po pierwsze, miejsce lokalizacji musi spełniać cały szereg warunków, nie zawsze łatwych do jednoczesnego spełnienia. Oznacza to konieczność przeprowadzenia żmudnych badań hydro-geologicznych w planowanym miejscu umieszczenia elektrowni.

Po drugie, w ramach każdego typu reaktora istnieje wiele szczegółowych rozwiązań, które decydują o bezpieczeństwie i użyteczności reaktora.

Na temat bezpieczeństwa reaktora musi wypowiadać się ciało nadrzędne w stosunku do inwestora. Oznacza to konieczność bardzo szczegółowego przejrzania tomów dokumentacji reaktora. Tym zajmuje się urząd dozoru jądrowego (Dozór Jądrowy) w danym państwie, który akceptuje lub nie proponowane rozwiązania i wydaje zezwolenie na budowę. Dozór Jądrowy w toku wydawania zezwolenia często korzysta z zewnętrznych ekspertyz ciała znanego pod nazwą Organizacji Wsparcia Technicznego, oznaczanej w skrócie TSO (od ang. *Technical Support Organisation*). Cały proces administracyjny związany z przygotowaniem do budowy obejmuje wiele kroków, zajmuje wiele lat i angażuje wiele instytucji, zarówno na szczeblu lokalnym (powiatowym i wojewódzkim), jak i centralnym.



Rys. 5. Siedziba Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej (MAEA) w Wiedniu

Dozór jądrowy, TSO, stanowiący zaplecze naukowo-techniczne, wreszcie podstawowe regulacje prawne

(tworzone w oparciu o zalecenia Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej w Wiedniu, rys. 5) – wszystko to stanowi podstawę bezpieczeństwa energetyki jądrowej. Warto zdać sobie sprawę, że nie można opierać się tu jedynie na doświadczeniach innych państw. Wszystkie trzy wymienione elementy tej szczególnej infrastruktury energetyki jądrowej muszą zostać stworzone i działać w ramach konkretnego państwa.

Spróbujmy prześledzić zasadnicze problemy, które należy rozwiązać nim podejmie się ostateczną decyzję.

2.1 Lokalizacja elektrowni

Jest rzeczą oczywistą, że nie można budować elektrowni byle gdzie, a jej lokalizacja musi być bezpieczna dla okolicznej ludności.

Rozpatrując potencjalną lokalizację elektrowni jądrowej, musimy wziąć pod uwagę zarówno możliwy wpływ obiektu na otoczenie, jak również wpływ otoczenia na proponowaną elektrownię. Zmusza to do rozpatrzenia wielu czynników.

Pierwszym z nich jest możliwy wpływ elektrowni na okoliczną ludność w razie awarii. W tym celu zbiera się dane na temat rozmieszczenia ludności i tras komunikacyjnych. Zbyt gęste zaludnienie terenu okalającego rozpatrywaną lokalizację utrudniałoby ewentualną ewakuację i z tego względu preferuje się rejony słabo zaludnione.

Na podstawie tych danych, jak również postulowanych uwolnień w razie hipotetycznej awarii, tworzy się (wstępne) plany ewakuacji ludności i szacuje ich wykonalność.

Kolejną kwestią jest przeanalizowanie czynników mogących wpłynąć na pracę elektrowni i spowodować awarię. Na pierwszy plan wysuwa się tu geologia. W celu określenia przydatności rozpatrywanej lokalizacji przeprowadza się więc szereg analiz na temat:

- stabilności podłoża (możliwości osiadania budynków),
- występowania uskoków tektonicznych,
- aktywności sejsmicznej (bada się informacje archiwalne oraz, drogą modelowania numerycznego, określa się najsilniejszy wstrząs spodziewany częściej niż raz na 10 000 lat).

Aktywność sejsmiczna lokalizacji ma wielkie znaczenie dla kosztów planowanej budowy. Możliwe jest przygotowanie budowanego obiektu na bardzo silne wstrząsy, ale pociąga to za sobą gwałtowny wzrost kosztów. Przykładowo, elektrownia w Fukushima była przygotowana na wstrząs generujący maksymalne przyspieszenie do 5 m/s^2 (i mniej-więcej taki wstrząs wystąpił w marcu 2011 roku) ale większość elektrowni w Europie zaprojektowana jest na znacznie słabsze wstrząsy. Na przykład, polskie prawo zabrania budowy elektrowni jądrowej w miejscu, gdzie przyspieszenia gruntu mogą osiągnąć $1,5 \text{ m/s}^2$ z prawdopodobieństwem większym niż raz na 10 000 lat.

Dużo uwagi trzeba poświęcić także *warunkom hydrologicznym lokalizacji*. Chodzi tu zarówno o określenie ryzyka zalania, jak i ryzyka braku wody, potrzebnej do chłodzenia. Trzeba tu zaznaczyć, że pracująca elektrownia pobiera z otoczenia (a następnie oddaje, po niewielkim

podgrzaniu) bardzo duże ilości wody. Są to wielkości rzędu kilkudziesięciu m^3 na sekundę dla jednego bloku. Z tego względu preferowane są lokalizacje nad dużymi rzekami, bądź wręcz nad morzem. Lokalizacje nadmorskie są przy tym bardziej korzystne, gdyż woda morska jest zimniejsza (więc potrzeba jej w mniejszych ilościach) a ponadto nie występują wahania poziomu wody (zagrożenie suszą z jednej strony i powodzią z drugiej), stanowiące problem w przypadku rzek. Pomocne są tu pomiary poziomu wód, czynione regularnie przez lata przez odpowiednie służby w wybranych miejscach na większych rzekach. Przy tej okazji tworzy się też modele spływu wód podczas opadów (w celu określenia możliwości powstawania podtopień) oraz określa zasoby wód podziemnych i kierunki ich przepływu (w celu określenia zagrożenia ich skażeniem w razie awarii).

Powyższe analizy uzupełnia się prowadzonymi na miejscu odwiertami oraz pomiarami meteorologicznymi i sejsmicznymi. Polskie prawo nakłada wymóg wykonywania tych pomiarów w sposób ciągły przez co najmniej dwa lata.

Kolejną kwestię stanowi działalność człowieka w rejonie przyszłej elektrowni. Polskie prawo wymaga zebrania informacji na temat szeregu przejawów ludzkiej działalności w promieniu 5 kilometrów, a w niektórych sytuacjach, 30 kilometrów od planowanej inwestycji. Zbiera się przy tym dane na temat między innymi:

- lokalizacji zakładów przemysłowych i zagrożeń z ich strony (wybuchy, wycieki chemikaliów itp.);
- lokalizacji czynnych i dawnych wyrobisk górniczych (prowadzona tam działalność może powodować wstrząsy sejsmiczne i szkody górnicze, które z kolei mogą mieć wpływ na stabilność gruntu oraz układ wód powierzchniowych i podziemnych);
- lokalizacji złóż kopalin (które mogą być wydobywane w przyszłości);
- lokalizacji obiektów wojskowych;
- lokalizacji linii kolejowych (którymi mogą być przewożone materiały niebezpieczne, jak np. paliwo);
- lokalizacji korytarzy powietrznych.

Kwestia korytarzy powietrznych nabrała szczególnego znaczenia po zamachach lotniczych w 2001 roku (rys. 6),



Rys. 6. Nowy Jork 11 września 2001

które unaocznily zagrożenia stwarzane przez wypełnione paliwem, duże samoloty. Z tego też względu zabrania się sytuowania elektrowni jądrowej w pobliżu lotnisk (w polskim prawie – mniej niż 10 km, chyba że udowodni się, że prawdopodobieństwo upadku samolotu na teren elektrowni będzie mniejsze niż raz na 10 milionów lat).

Dla każdego z wymienionych wyżej czynników nie tylko zbiera się dane, ale także przeprowadza analizy zagrożeń tak, żeby być w stanie ocenić je w sposób mierzalny, tj. określić prawdopodobieństwo wystąpienia zdarzeń niosących zagrożenie dla elektrowni.

Odrębny temat stanowią *pomiary promieniowania tła* na miejscu planowanej inwestycji. Pozwalają one uzyskać „punkt odniesienia” do poziomu promieniowania jonizującego obserwowanego po uruchomieniu elektrowni.

Wyniki analiz zbiera się w jeden dokument, nazywany *Raportem Lokalizacyjnym*, który przedstawia się do zatwierdzenia Prezesowi Państwowej Agencji Atomistyki (PAA). Do raportu dołącza się ogólne informacje o planowanej inwestycji. Na tej podstawie, po rozpatrzeniu dostarczonych dokumentów, prezes PAA wydaje wstępną opinię o planowanej lokalizacji.

Jeżeli jest ona pozytywna – można przystąpić do przygotowywania szczegółowego projektu inwestycji.

Przeprowadzenie szczegółowych analiz lokalizacji jest czasochłonne i kosztowne. Z tego względu zazwyczaj poprzedza się je analizami wstępnymi, mającymi bardziej powierzchowny charakter.

Prowadzone obecnie (2014) studia lokalizacyjne obejmują trzy lokalizacje, podczas gdy ich poprzedni etap, wykonany w 2010 roku na zlecenie Ministerstwa Gospodarki, obejmował ich 27.

Wybór lokalizacji wiąże się z utworzeniem wokół obiektu dwóch koncentrycznych stref. W mniejszej, w tak zwanym *Obszarze Ograniczonego Użytkowania*, wprowadza się ograniczenia co do budowy budynków mieszkalnych. Obszar ten otoczony jest *Strefą Planowania Awaryjnego*, która powinna posiadać przygotowane plany i środki do ewakuacji ludności w razie potrzeby.

Wprowadzenie takiego rozgraniczenia ma podłoże praktyczne – strefa położona bliżej elektrowni jest bardziej narażona, a zarazem w razie awarii jest mniej czasu na ewakuację nim nadciągnie uwolniony materiał promieniotwórczy.

Rozmiar obu stref jest ściśle uzależniony od lokalnej meteorologii, od konstrukcji samego reaktora, prawdopodobieństwa awarii w nim oraz w szczególności od szczelności obudowy bezpieczeństwa. Niektórzy dostawcy reaktorów twierdzą, że strefa planowania awaryjnego wokół wybudowanej w nowoczesnej technologii elektrowni będzie mogła mieć promień zaledwie kilku kilometrów.

Rozmiar strefy planowania awaryjnego ma poważne skutki ekonomiczne. Przykładowo: przepisy obowiązujące w USA przewidują stworzenie wokół elektrowni stref o promieniu

odpowiednio 10 mil (ok. 16 km) i 50 mil (ok. 80 km). Pierwsza ze stref ma być przygotowana na wypadek ewakuacji, zaś druga – między innymi do usunięcia zbiorów z pól i kontroli żywności. W Europie, ze względu na większą gęstość zaludnienia, tak duże strefy w praktyce uniemożliwiłyby lokalizację jakiegokolwiek elektrowni. Ich zmniejszenie pociąga jednak za sobą poważne koszty przy budowie elektrowni, przede wszystkim związane z zapewnieniem większej szczelności obudowie bezpieczeństwa.

2.2 Urząd Dozoru Jądrowego (Dozór Jądrowy)

Dozór jądrowy, to organizacja w pełni niezależna od operatora elektrowni i mająca władzę wydawania obowiązujących operatora decyzji i nakładania na niego kar.

Dozór jądrowy, którego kompetencje określiła Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej,

- analizuje dokumenty przedkładane przez inwestora występującego o lokalizację elektrowni jądrowej;
- ocenia poprawność i kompletność tzw. raportu bezpieczeństwa (pełnej dokumentacji reaktora i sposobu jego eksploatacji);
- nadzoruje proces budowy i eksploatacji, a potem likwidacji elektrowni i wydaje na każdy etap pracy odpowiednie zezwolenia.

Analizy prowadzone przez Dozór powinny odznaczać się dużą wnikliwością i często trwają długo - np. na wydanie pozwolenia na budowę potrzeba dwóch lat. Specjaliści dozoru jądrowego żądają od inwestora wszystkich danych projektowych, a potem eksploatacyjnych, jakie mogą wpływać na bezpieczeństwo elektrowni. Mogą też żądać dodatkowych analiz lub dowodów doświadczalnych i prowadzą własne niezależne analizy dla sprawdzenia danych z raportów bezpieczeństwa.

Dozór wydaje rozporządzenia i wytyczne w zakresie bezpieczeństwa jądrowego, obowiązujące dla elektrowni jądrowej, a także wydaje zezwolenia na wszelkie zmiany i prace mające wpływ na bezpieczeństwo jądrowe. W razie niewykonania poleceń Dozoru lub łamania zasad bezpieczeństwa jądrowego, Dozór nakłada na elektrownię jądrową odpowiednie kary, aż do wstrzymania jej eksploatacji włącznie. Niezależność Dozoru Jądrowego od inwestora i operatora jest ważnym czynnikiem podnoszącym bezpieczeństwo energetyki jądrowej.

Jak wspominaliśmy, w Polsce rolę dozoru jądrowego pełni Państwowa Agencja Atomistyki.

2.3 Organizacja wsparcia technicznego (TSO)

Katastrofa reaktora w Czarnobylu (26 kwietnia 1986 r.), zmieniła bardzo wiele w podejściu do problemów energetyki jądrowej. Przed wszystkim przyhamowała ona jej rozwój i zwiększyła w zasadniczy sposób opór społeczny przed budową nowych reaktorów. Społeczeństwa, np. ludność Niemiec, zaczęły się domagać zamknięcia istniejących elektrowni jądrowych i taka decyzja została tam zresztą podjęta. Po katastrofie w Fukushima (11 marca 2011 r.) nie

jest rzeczą łatwą przekonać społeczeństwo japońskiego. do ponownego uruchomienia własnej energetyki jądrowej². Analiza katastrof, szczególnie czarnobylskiej, doprowadziła do intensyfikacji prac nad tzw. trzecią generacją reaktorów, nad rozwojem ich bezpieczeństwa i nadzoru nad pracą elektrowni. O różnych generacjach reaktorów będzie jeszcze mowa.

Po katastrofie w Czarnobylu zaczęły powstawać organizacje wsparcia technicznego (TSO), przy czym koncepcje dotyczące kompetencji i formalnego umocowania tych organizacji były i są różne w różnych państwach. Istotne jest jednak posiadanie przez nie swojego zaplecza naukowo-technicznego, które jest gotowe podjąć się wykonania niezbędnych badań, sprawdzających słuszność koncepcji, czy obliczeń związanych z danym projektem.

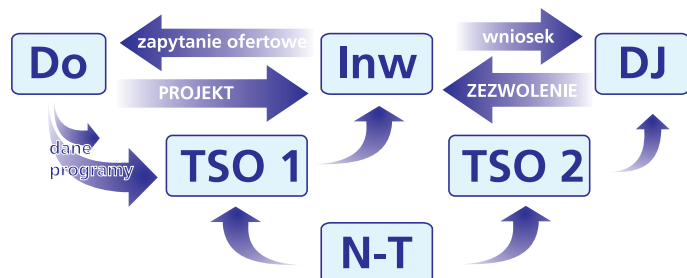
Organizacja TSO jest różna w różnych krajach. W jednych, np. USA, jest ona wbudowana w Dozór Jądrowy, w innych TSO jest ciałem zewnętrznym do obsługi dozoru jądrowego (Czechy, Francja), w jeszcze innych TSO służy swoją wiedzą i bazą badawczą zarówno dozorowi jak i przemysłowi jądrowemu. We wszystkich jednak wypadkach najważniejsza jest pełna niezależność opinii eksperckich TSO, które nie mogą powstawać w atmosferze konfliktów interesów. Wykluczona jest jednoczesna praca personelu TSO w dwóch instytucjach z triady inwestor – dozór jądrowy – dostawca reaktora (ew. całej elektrowni).

2.4 Licencjonowanie i certyfikowanie reaktora

W poprzednich podrozdziałach omówiliśmy w zasadzie działania, które prowadzą do *licencjonowania* reaktora. O taką licencję na budowę i użytkowanie reaktora musi ubiegać się w Dozorze Jądrowym każdy operator reaktora.

Czym innym jest *certyfikacja* konkretnego modelu reaktora, a więc urzędowe stwierdzenie, że wymogi danego kraju w zakresie bezpieczeństwa reaktora zostały spełnione. Certyfikacja nie jest jednak wymagana we wszystkich krajach.

Proces licencjonowania jest procesem złożonym, a jego schemat pokazuje rys. 7³. Przede wszystkim Inwestor (Inw) składa wniosek do Dozoru Jądrowego (DJ). Zarówno Inwestor, jak i Dozór mogą i korzystają z organizacji TSO, których na terenie danego kraju może być kilka. Jeśli organizacje te mają wypowiadać się w kompetentny sposób, powinny, jak pisaliśmy wyżej, posiadać zaplecze naukowo-techniczne (N-T). TSO Inwestora przyjmuje także do zaopiniowania projekt zgłaszany przez potencjalnego dostawcę (Do), a wynik swojej analizy przekazuje Inwestorowi.



Rys. 7. Współzależności instytucji biorących udział w procesie decyzyjnym o budowie elektrowni jądrowej: Inw – Inwestor, DJ – Dozór Jądrowy, Do – dostawca, N-T – zaplecze naukowo-techniczne

2.5 Sprawy społeczne

Społeczeństwo musi mieć wpływ na decyzje, które w zasadniczy sposób mogą wpływać przez wiele lat na jego życie. Przed podjęciem tych decyzji, społeczeństwo ma jednak prawo znać i rozumieć – na podstawie wiarygodnych źródeł – poziom ryzyka technologicznego związanego z energią jądrową z jednej strony, a jej zalety – z drugiej. Decyzję taką można podjąć na przykład w drodze referendum, jednak warunkiem jego sensowności jest poprzedzenie go odpowiednią akcją edukacyjną, uświadamiającą obywateli o działaniu elektrowni i możliwych skutkach wybudowania takiej elektrowni na danym terenie. Przed podjęciem ostatecznej decyzji należy więc opracować program kształcenia społeczeństwa, ale także program dla zaplecza naukowego tej szczególnej technologii, jaką jest technologia nuklearna. Ze względu na specyfikę badań naukowych, rozwój badań w tej dziedzinie leży w najlepiej rozumianym interesie społeczeństwa. O szeregu spraw, związanych z rozwojem badań stymulowanych potrzebami energetyki jądrowej, pisaliśmy w poprzedniej broszurze.

2.6 Współpraca międzynarodowa w podnoszeniu bezpieczeństwa jądrowego

Ważnym elementem rozwoju bezpieczeństwa jądrowego jest świadomość, że awaria jądrowa w dowolnym kraju może mieć skutki globalne, przez co może wpłynąć na rozwój energetyki jądrowej na całym świecie. Dlatego międzynarodowa współpraca w podnoszeniu bezpieczeństwa elektrowni jądrowych charakteryzuje się otwartością i gotowością do wzajemnej pomocy. Doświadczenia z awarii w jednym kraju przekazywane są do innych państw, a osiągnięcia wiodących elektrowni, kwalifikowane jako „dobra praktyka”, publikowane są tak, aby mogły wykorzystać je inne elektrownie. Taki międzynarodowy proces uczenia się zapewnia szybkie i skuteczne wdrażanie najlepszych rozwiązań w elektrowniach jądrowych, pod warunkiem, że względy polityczne nie hamują dostępu do doświadczeń międzynarodowych i że dany typ reaktora nie jest zasadniczo odmienny od wszystkich innych reaktorów na świecie.

Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej opracowała obszerne analizy wszystkich słabych punktów konstrukcji reaktorów WWER i RBMK. Oba typy reaktorów były produkowane w b. ZSRR, reaktory RBMK zaś (takie pracowały w Czarnobylu) instalowano tylko w ZSRR. Dla każdego z tych reaktorów wydano osobną „zieloną księgę” zawierającą wyjaśnienie potencjalnych zagrożeń i spis przedsięwzięć realizowanych w każdej elektrowni dla ich usunięcia. Te „zielone księgi” MAEA służą jako materiały odniesienia dla misji tej organizacji, oceniających stan istniejących elektrowni i programy podniesienia ich bezpieczeństwa. Są one także wykorzystywane przez urzędy dozoru jądrowego w ich pracy. W ostatniej dekadzie MAEA rozszerzyła program takich analiz na reaktory PWR zbudowane w krajach zachodnich. Równolegle, intensywne programy wymiany doświadczeń prowadzi Światowe Stowarzyszenie Operatorów EJ (WANO od ang. *World Association of Nuclear Operators*), które kładzie nacisk na bezpieczeństwo eksploatacji elektrowni jądrowych. Istnieją też programy bezpośredniej współpracy elektrowni podobnych typów w różnych krajach, a także

²Niemniej jednak rząd Japonii podjął już (2014 r.) decyzję o ponownym włączaniu części reaktorów
³Wg prezentacji prof. G. Wrochny (2013)

programy dwustronnej współpracy między krajami bardziej i mniej zaawansowanymi technicznie. Zapewnia to szybki przepływ informacji i skuteczne wdrażanie ulepszeń w różnych krajach.

W tym kontekście należy zauważyć, że budowa elektrowni jądrowych w krajach o niestabilnej strukturze społecznej i politycznej, niezdolnych do wykorzystania nagromadzonego na świecie doświadczenia w dziedzinie bezpieczeństwa reaktorów jądrowych lub decydujących się na rozwijanie swych własnych typów reaktorów, odmiennych od wszystkich innych, wiąże się z ryzykiem większym niż ryzyko typowe dla podstawowych rodzajów reaktorów eksploatowanych obecnie na świecie.

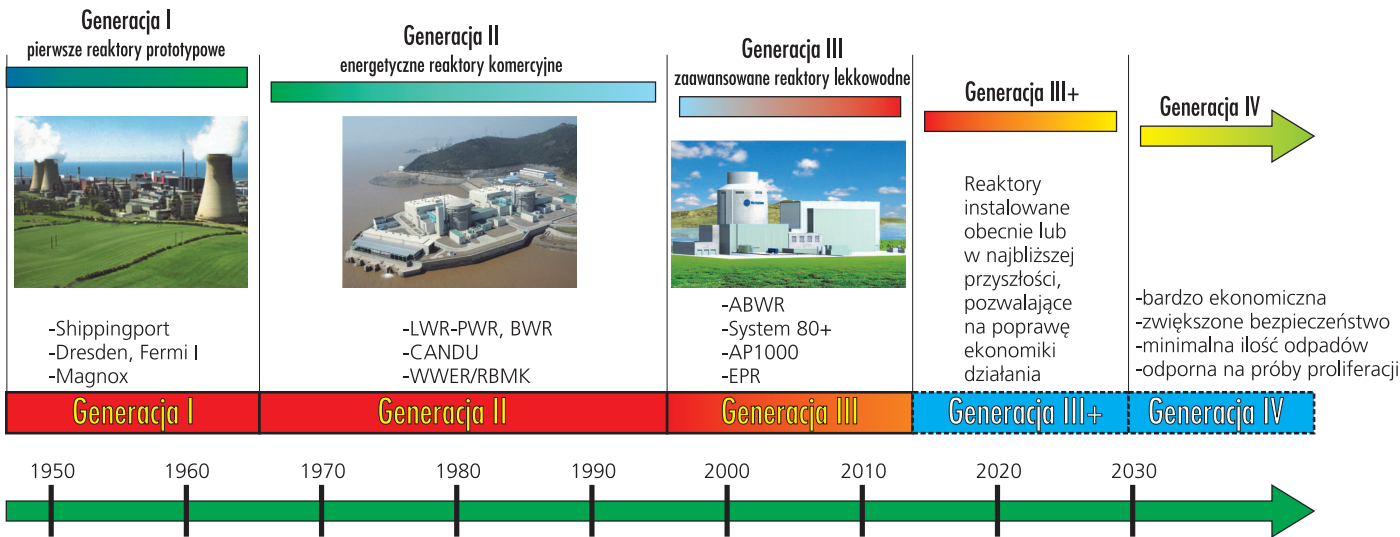
3. Ewolucja reaktorów jądrowych, czyli co to są generacje reaktorów?

Konstrukcje elektrowni jądrowych umownie przyjęło się dzielić na generacje („pokolenia”). Zazwyczaj prezentowany podział jest następujący:

- 1. Pierwsze obiekty o charakterze komercyjnym, budowane w latach 50. i 60. XX w., zaliczamy do generacji pierwszej. Przykładami mogą być brytyjskie reaktory Magnox, czy też pierwsze, amerykańskie reaktory typu PWR i BWR. Wśród reaktorów generacji I istniała mnogość typów i rozwiązań. Znaczna część z nich (jak na przykład reaktory z moderatorem organicznym czy reaktory grafitowo – sodowe) okazała się nieudana i dziś już nie jest stosowana. Przykładem bardzo udanego obiektu generacji I jest natomiast elektrownia Calder Hall w Wielkiej Brytanii, eksploatowana w latach 1956-2001. Moce pojedynczych bloków w tej generacji nie były wielkie, zawierały się typowo w przedziale 50-200 MWe⁴.
- 2. Generacja druga to obiekty stawiane od lat 70-ych XX w.. Do tego czasu mnogość stosowanych rozwiązań została już znacznie ograniczona. Budowane reaktory zalicza się do technologii reaktorów wodnych

ciśnieniowych (PWR wraz z ich radzieckim odpowiednikiem WWER)⁵, wodnych wrzących (BWR)⁶, ciężkowodnych ciśnieniowych (PHWR⁷, znane też jako „CANDU”⁸), wodnych wrzących - grafitowych (RBMK)⁹ i gazowych grafitowych (AGR)¹⁰. W niektórych krajach (w szczególności należy wymienić tu Chiny) reaktory generacji II buduje się do dnia dzisiejszego. Moce pojedynczych bloków reaktorów dochodzą tu do 1300 MWe, typowo zaś zawierają się w przedziale 900 - 1100 MWe.

- 3. Generacja trzecia uwzględnia nauki wyciągnięte z awarii Three Mile Island, o której piszemy nieco dalej. Przede wszystkim, od konstrukcji reaktorów generacji III wymaga się znacznego zmniejszenia prawdopodobieństwa wystąpienia ciężkiej awarii oraz przygotowania budynku reaktora na sytuację, w której taka awaria jednak wystąpi. Jest to nowość w porównaniu z generacją drugą, wynikająca z zastrzegających się w wielu krajach przepisów. Czas i środki potrzebne na zaprojektowanie takich obiektów są tak duże, że grono dostawców technologii generacji III jest dość wąskie i obejmuje zaledwie kilka firm na świecie. Spośród reaktorów tej generacji wyróżnia się czasem generację 3-plus (III+), ale kryteria tego wyróżnienia nie są jasne (inaczej definiują ją Amerykanie a inaczej Europejczycy) i należy je raczej uznać za chwyt marketingowy. W chwili obecnej obiekty tego typu są w budowie w różnych miejscach na świecie. Ponadto od kilkunastu lat w Japonii pracuje już kilka reaktorów wrzących ABWR, zaliczanych do tej generacji.
- 4. Do generacji IV. zalicza się technologie przyszłościowe, reprezentujące radykalnie inne technologie i radykalnie inne podejście do spraw bezpieczeństwa. W chwili obecnej (rok 2014) nie ma jeszcze nigdzie na świecie reaktora tej generacji, natomiast lista oczekiwań wobec technologii jest długa, a ich spełnienie jest trudne. Stawia się tu następujące wymagania:



Rys. 8. Rozwój generacji reaktorów

⁴Symbol MWe oznacza megawat mocy elektrycznej
⁵PWR od ang. Pressurized Water Reactor, WWER od ros. Wodno-Wodiannyj Energeticeskij Reaktor
⁶BWR od ang. Boiling Water Reactor

⁷PHWR od ang. Pressurized Heavy Water Reactor
⁸CANDU – od ang. Canadian Uranium Reactor
⁹RBMK od ros. Reaktor Bol'szoy Moszcznosti Kanalnyj
¹⁰AGR od ang. Advanced Gas Reactor
¹¹ABWR – od ang. Advanced Boiling Water Reactor

- Radykalne zmniejszenie ilości produkowanych odpadów;
- Możliwość pracy w zamkniętym cyklu paliwowym (tj. z recyklingiem odpadów);
- Podniesienie sprawności wytwarzania energii elektrycznej (obecnie jest to ok. 35%) do ok. 45-50%;
- Odporność na proliferację materiałów rozszczepialnych
 - materiały te, wytwarzane w reaktorze, nie mogą nadawać się do wykorzystania wojskowego;
- Dalsze podniesienie poziomu bezpieczeństwa.

Rys.8 przedstawia rozwój kolejnych generacji reaktorów. Warto przy tej okazji zauważyć, że każda kolejna generacja reaktorów cechuje się podniesieniem poziomu bezpieczeństwa względem poprzedniej. Cały czas bowiem drogą eliminacji usuwa się rozwiązania, które nie sprawdziły się w praktyce bądź przysparzały kłopotów w starszych konstrukcjach.

Dziś większość pracujących na świecie reaktorów zalicza się do generacji drugiej, zaś większość budowanych, do generacji trzeciej.

4. Pasywne układy bezpieczeństwa reaktora

Ze względu na wagę problemu, temat bezpieczeństwa wymaga oddzielnego omówienia. W poprzedniej broszurze pisaliśmy o tym, że podstawowym elementem bezpieczeństwa reaktora jest mnogość barier bezpieczeństwa, jednak skupiliśmy się głównie nad elementami konstrukcyjnymi, zapewniającymi niemożność wydostawania się produktów rozszczepienia poza halę reaktora. Przypomnijmy, że w tym wypadku działają cztery podstawowe bariery:

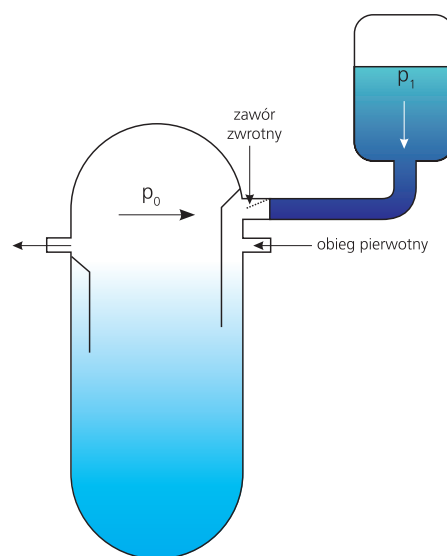
- Konstrukcja i materiał paliwa, w którym uwięzione zostają produkty rozpadów jąder uranu;
- Konstrukcja metalowych koszulek elementów paliwowych;
- Stalowa ściana zbiornika reaktora i wszelkiego rodzaju ścianki urządzeń krytycznych, jak stabilizator ciśnienia, rury obiegu chłodzącego, ścianki wytwornic pary itp.;
- Obudowa bezpieczeństwa.

W niniejszym rozdziale chcielibyśmy zająć się przybliżeniem Czytelnikowi bardzo istotnej cechy układów bezpieczeństwa, a mianowicie – pasywności. O układach bezpieczeństwa mówimy, że są pasywne, jeśli działają na podstawie najprostszych zjawisk fizycznych w taki sposób, aby w razie awarii człowiek nie musiał reagować, a za niego działały właśnie takie procesy, jak np. grawitacja i konwekcja. Spróbujmy wyjaśnić, w jaki sposób są lub mogą być one wykorzystywane.

Pierwszą czynnością podczas uruchamiania reaktora jest podniesienie prętów awaryjnych i wysunięcie ich poza rdzeń reaktora. Pręty te wiszą na tzw. zaworach elektromagnetycznych, a więc zwykłych elektromagnesach. Jest rzeczą naturalną, że jeśli z jakiegokolwiek powodu zasilanie elektryczne cewek zostanie przerwane, elektromagnes przestanie działać, a pręty te opadną pod wpływem siły ciężkości i zanurzą się pomiędzy elementy paliwowe. Spowoduje to, konsekwentnie, samoczynne wyłączenie się reaktora. Grawitacja jest więc zjawiskiem wykorzystanym tu właśnie w sposób pasywny.

Utrata chłodzenia jest dla reaktora jądrowego zabójstwem – prowadzi bowiem do stopienia rdzenia. Musimy jednak być przygotowani na taki wypadek. W razie np. pęknięcia obiegu chłodzenia możemy, oczywiście, zapewnić dostawę wody dzięki systemowi mnogich zbiorników zapasowej wody (tzw. akumulatorów/hydroakumulatorów). Woda ta jest tłoczona przez pompy, zasilane energią elektryczną. To typowe rozwiązanie.

Możemy jednak podejść do problemu inaczej, i w pobliżu rdzenia reaktora umieścić zbiorniki z zapasową wodą (tzw. "akumulatory"). W zbiornikach tych podczas normalnej pracy elektrowni za pomocą sprężonego azotu utrzymuje się ciśnienie nieco niższe niż ciśnienie w samym reaktorze. Sam zbiornik połączony jest z reaktorem krótkim rurociągiem z zaworem zwrotnym, który istniejąca na nim różnica ciśnień utrzymuje w pozycji zamkniętej. Jeżeli ciśnienie w reaktorze zacznie spadać, to w którymś momencie osiągnie poziom poniżej ciśnienia w akumulatorze. Wówczas zawór otworzy się.



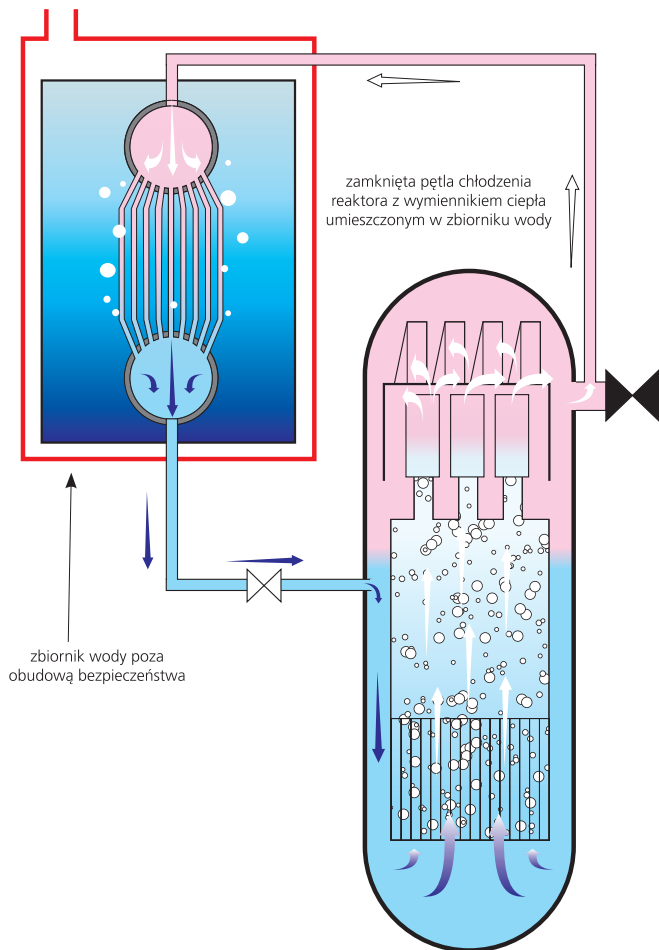
Rys. 9. Idea prezentująca pasywnie włączenie zaworu. Jeśli ciśnienie p_0 po stronie reaktora będzie mniejsze niż ciśnienie p_1 po stronie akumulatora, różnica ciśnień spowoduje otwarcie zaworu. Zawór pozostanie w pozycji otwartej dopóki ciśnienia z obu stron zaworu nie wyrównają się

Tak więc różnica ciśnień wokół zaworu czuwa nad bezpieczeństwem rdzenia bez konieczności interwencji człowieka. Zalanie rdzenia wodą z akumulatorów nie wymaga żadnych dodatkowych źródeł energii, mamy więc do czynienia z typowym pasywnym układem bezpieczeństwa.

"Akumulatory" nie są oczywiście niewyczerpalne. W razie awarii rozerwania układu pierwotnego dają jednak rezerwę czasu na uruchomienie innych (aktywnych) systemów, mogących pracować w sposób ciągły.

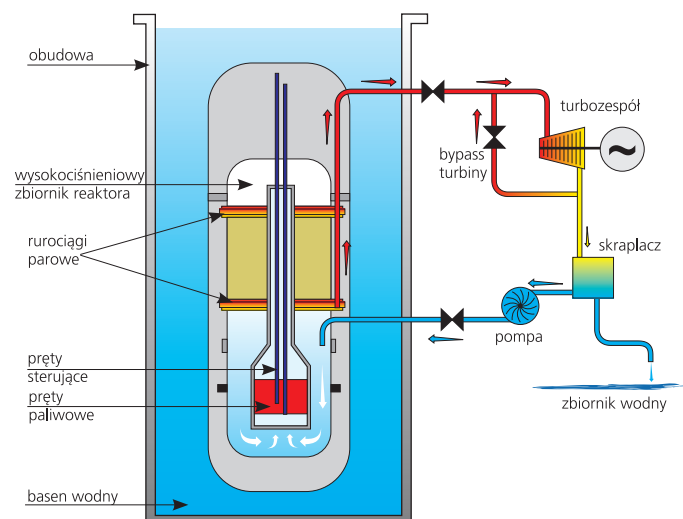
Inny przykład wykorzystania pasywnego układu bezpieczeństwa pokazany jest na (rys. 10). Wykorzystując różnice gęstości wody w zbiorniku reaktora i poza nim zapewniona jest naturalna cyrkulacja wody, a więc chłodzenie reaktora, już po jego wyłączeniu.

Utrata chłodzenia może wystąpić także w wyniku braku zasilania w energię elektryczną. Tak w końcu zdarzyło się w 2011 roku w Fukushima w elektrowni Daiichi. Dlatego też, niezależnie od generatorów dieslowskich, które powinny się uruchomić, ale wymagają posiadania paliwa w zbiornikach



Rys. 10. Wykorzystanie zjawiska konwekcji w reaktorze typu ESBWR. W razie awarii zawór na rurociągu gorącym jest zamykany i funkcję odbioru ciepła z rdzenia przejmują wymienniki ciepła umieszczone powyżej reaktora. Gorąca woda zamieniona w parę, unoszona do góry ze względu na mniejszą gęstość, przechodzi do wymiennika ciepła, gdzie jest schładzana i ulega skropleniu. Zimna woda opada z powrotem do rdzenia reaktora. (Źródło: Materiały promocyjne GEH)

(te zostały w Fukushima zmyte do oceanu), stosuje się systemy pasywne odprowadzania ciepła z obudowy bezpieczeństwa, a ponadto pasywne, nie wymagające zasilania elektrycznego, systemy spalania wodoru. W wyniku przegrzania rdzenia może bowiem pojawiać się wodór, powstały w wyniku reakcji gorącej pary z cyrkonem, znajdującym się w koszulkach elementów paliwowych.



Rys. 11. Idea reaktora PIUS

Szczególnym projektem jest reaktor PIUS (od ang. *Process Inherent Ultimate Safety*), którego ideę przedstawiamy niżej (rys. 11). To także przykład koncepcji zapewnienia reaktorowi bezpieczeństwa przy wykorzystaniu systemów pasywnych. Jej istotą jest zamknięcie reaktora w zewnętrznym basenie wodnym z rozpuszczonym w nim kwasem borowym. W razie przegrzewania się rdzenia, woda z tego basenu jest automatycznie wprowadzana do wnętrza reaktora, co z jednej strony zapewnia chłodzenie, a z drugiej, dzięki wprowadzeniu silnego pochłaniacza neutronów, jakim jest bor, zatrzymuje reakcję powielającą w reaktorze.

Jeśli praca reaktora przebiega bez zakłóceń, działa pierwotny obieg chłodzenia, a zimna woda chłodząca nie miesza się z wodą w basenie reaktora i zimną w basenie zewnętrznym zapewnia warstwa graniczna tworząca się w przepustach. Równowaga ta jest naruszana, gdy temperatura w rdzeniu wzrośnie np. wskutek pęknięcia rury doprowadzającej gorącą wodę do wytwornicy pary. Reaktor ten, który miał działać bez prętów sterujących, a jedynie wykorzystywać bor i temperaturę do regulacji reaktywności, a ponadto w wypadku sytuacji grożących zniszczeniem reaktora miał przez tydzień "wygaszać się" bez interwencji operatora, nigdy nie powstał.



Rys. 12. Model elektrowni WWR-440 eksponowany w NCBJ w Świerku. Z prawej strony widać wyraźnie wieżę likwidacji nadciśnienia awaryjnego. Na pierwszym planie p. Tadeusz Sworobowicz – jeden z techników pracujących przy rekonstrukcji modelu

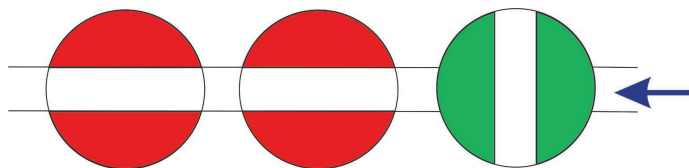
Na koniec wspomniemy o prostym systemie wieży likwidacji nadciśnienia awaryjnego, która pełnić może rolę podobną do obudowy bezpieczeństwa. Taka wieża była przewidziana dla elektrowni jądrowej w Żarnowcu. Jest ona widoczna wyraźnie na zdjęciu modelu tej elektrowni, (rys. 12). Ewentualne, nagłe wytworzenie wysokiego ciśnienia pary w hali reaktora, jest szybko likwidowane podczas przechodzenia pary przez specjalne pojemniki z wodą, zamieszczone na kolejnych piętrach wieży. Temu przejściu towarzyszy skraplanie pary, a więc automatyczne obniżenie jej ciśnienia.

5. A jeśli nie można wbudować elementów pasywnych?

5.1 O zwieleniu i różnorodności

Nie zawsze możemy wbudować pasywne elementy bezpieczeństwa do reaktora. Musimy nieraz korzystać z elementów aktywnych.

Projektując systemy bezpieczeństwa stosuje się podstawową regułę tworzenia systemów nadmiarowych (rezerwowych), potrzebnych gdy zawiodą systemy podstawowe. Interesująca jest już sama idea towarzysząca takiemu zwielokrotnieniu systemów.



Rys. 13. Przykład ilustrujący zwielokrotnienie systemów bezpieczeństwa. W przypadku gdy dwa zawory zatną się w pozycji otwartej zamyka się trzeci odcinający wypływ wody z rurociągu

Układy aktywne projektuje się w taki sposób, aby były one wzajemnie rezerwowane, to jest w sytuacji uszkodzenia któregośkolwiek z nich, jego rolę mógł przejąć następny układ, mający zwykle taką samą budowę i działanie. Na przykład, w reaktorze WWER zaplanowano trzy zbiorniki z wodą chłodzącą, każdy zaopatrzony w napędzaną silnikiem elektrycznym pompę tłoczącą wodę do basenu reaktora, pomimo iż konieczna jest praca tylko jednego z tych układów. Takie potrójenie dotyczy zarówno wysoko- jak i niskociśnieniowych zbiorników awaryjnego chłodzenia. W niektórych nowoczesnych elektrowniach mamy nawet cztery równoległe podsystemy, z których każdy wystarcza do zapewnienia reaktorowi dostatecznego chłodzenia.

W podobny sposób zwielokrotnia się układy automatyki. Jeżeli na przykład reaktor powinien zostać wyłączony po przekroczeniu pewnego ustalonego ciśnienia, to:

- Jeżeli ciśnienie będzie mierzone pojedynczym czujnikiem, istnieje ryzyko, że czujnik ten zawiedzie i nie spowoduje wyłączenia reaktora wtedy, gdy będzie to konieczne. Analogicznie jest też możliwe, że czujnik ten ulegnie awarii innego rodzaju, wywołując wyłączenie reaktora w momencie, gdy nie będzie to w ogóle potrzebne;
- Jeżeli ciśnienie mierzone będzie dwoma czujnikami połączonymi tak, że do wyłączenia reaktora wystarczy sygnał z jednego z nich (tzw. logika „jeden z dwóch”), to szansa, że żaden z nich nie zareaguje na niebezpieczny wzrost ciśnienia, będzie znacznie mniejsza. Z drugiej strony, ryzyko przypadkowego wyłączenia reaktora spowodowanego przez awarię czujnika nie zmniejszy się, a wręcz przeciwnie - wzrośnie;
- Jeżeli ciśnienie będzie mierzone trzema czujnikami połączonymi tak, że do wyłączenia reaktora potrzebny jest jednoczesny sygnał dowolnych dwóch z nich (tzw. logika „dwa z trzech”) to układ będzie bezpieczny, a jednocześnie awaria jednego czujnika nie spowoduje przypadkowego wyłączenia reaktora (a jedynie da informację, że dany czujnik wymaga wymiany).

Postępując w powyższy sposób można zminimalizować ryzyko wystąpienia zdarzeń niebezpiecznych dla reaktora. Z drugiej strony – powoduje to znaczną komplikację i wzrost kosztów otaczającej reaktor aparatury.

Problemy ze zrównoleglonymi układami pojawiają się także w trakcie eksploatacji. Podczas regularnych przeglądów każdy z nich trzeba sprawdzić, co kosztuje i zabiera cenny czas. Z drugiej strony – jeżeli zrównoleglonych układów będzie dostatecznie dużo – możliwe będzie „odstawienie” jednego z nich do przeglądu nawet podczas normalnej pracy elektrowni. Jest to normalna praktyka na przykład w przypadku awaryjnych generatorów Diesla, które wymagają pracochłonnej obsługi.

Dodatkową cechą układów bezpieczeństwa powinna być ich różnorodność. Oznacza to stosowanie różnych systemów bezpieczeństwa, przeznaczonych do tego samego zadania. Wymóg różnorodności bierze się z faktu, że istnienie dwóch lub większej liczby zastępowalnych elementów, zapewniających wzajemne rezerwowanie, zabezpiecza przed pojedynczą awarią jednego z tych elementów, ale nie daje gwarancji, że cały układ nie zawiedzie z powodu wspólnej przyczyny, nieznannej w chwili projektowania reaktora albo uznanej za nieprawdopodobną. Aby uchronić się przed utratą funkcji bezpieczeństwa z powodu wspólnej przyczyny, wzajemnie zastępowalne („rezerwujące się”) podukłady systemów bezpieczeństwa są, o ile to możliwe, wykonywane z różnych elementów, tak by jedna przyczyna awarii nie spowodowała jednoczesnej utraty wszystkich podsystemów bezpieczeństwa. Na przykład, dwa awaryjne napędy pomp wody zasilającej wytwornice pary mogą być zasilane elektrycznie, dwie inne przez turbinę parową. Analogicznie, układ awaryjnego wyłączania reaktora za pomocą prętów kontrolnych, jest zazwyczaj dublowany przez drugi, polegający na wtryskiwaniu do chłodziwa kwasu borowego (bor silnie pochłania neutrony i jego duża koncentracja wygasa reaktor). Mamy więc tu jednocześnie spełnione warunki wielokrotności i różnorodności.

Ponadto, układy bezpieczeństwa są rozdzielone przestrzennie, tak by np. pożar nie spowodował jednoczesnej utraty dwóch lub większej liczby podsystemów. Przykładowo, we współczesnym projekcie reaktora ciśnieniowego typu EPR każdy z czterech równoległych podsystemów układów bezpieczeństwa znajduje się w innej części budynku reaktora, oddzielonej przestrzennie od pozostałych. W tej sytuacji nawet uderzenie samolotu nie może spowodować utraty więcej niż jednego z nich. Analogiczna reguła dotyczy okablowania: kable układów bezpieczeństwa prowadzone są oddzielnie od kabli układów nie spełniających funkcji bezpieczeństwa, a ponadto kable sterowania są umieszczone w kanałach oddzielonych od kanałów kabli energetycznych.

Do rezerwowania, różnorodności i rozdzielania przestrzennego dochodzi jeszcze konieczność zapewnienia wszystkim tym elementom odporności na wstrząsy i ewentualne ekstremalne zmiany temperatury, ciśnienia i wilgotności. W każdej elektrowni jądrowej należy też przeprowadzić wnikliwą analizę przeciwpożarową, a także rozpatrzyć skutki ewentualnego zalania wodą układów istotnych dla bezpieczeństwa pracy elektrowni.

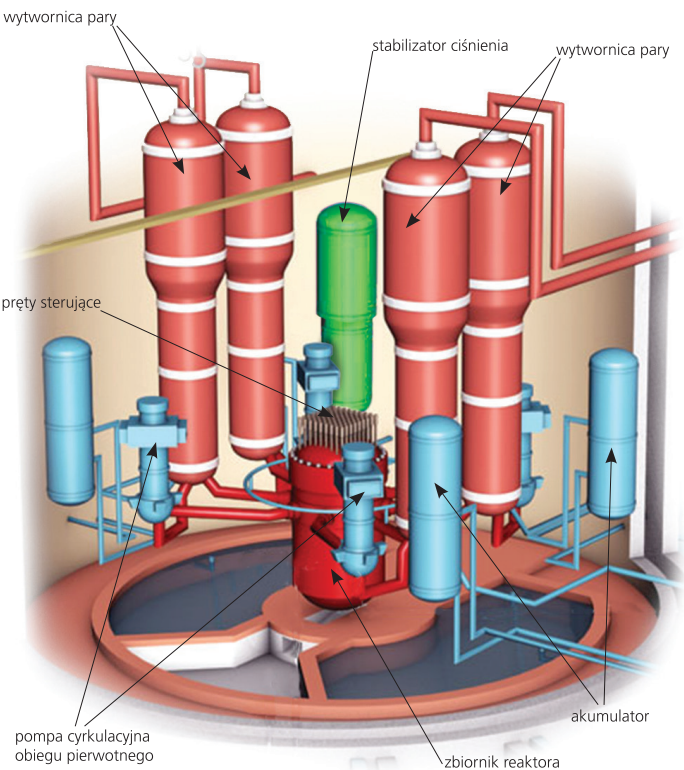
Aby zapewnić odporność na wstrząsy sejsmiczne, jakie mogą wystąpić w danej elektrowni, bierze się pod uwagę najsilniejsze trzęsienie ziemi, odnotowane w danej okolicy, bądź oszacowane w sposób numeryczny jako mogące wystąpić częściej niż raz na 10 tysięcy lat. Dla takich warunków sprawdza się prawidłowość działania układów pozwalających na bezpieczne wyłączenie i schłodzenie reaktora.

Bada się także wpływ starzenia się urządzeń w toku eksploatacji i przeprowadza symulację drgań, zmian temperatury, działania promieniowania oraz czynników chemicznych, występujących w toku eksploatacji elektrowni. Jest to proces tzw. kwalifikacji urządzeń na warunki awaryjne - kosztowny i czasochłonny, ale konieczny by mieć pewność, że układy bezpieczeństwa wypełnią swe funkcje w przypadku awarii.

5.2 Uproszczenia – mniej elementów, to mniej rzeczy, które mogą się popsuć

Zwielokrotnianie systemów zabezpieczeń rodzi dodatkowe koszty nie tylko na etapie budowy, ale także później, podczas eksploatacji elektrowni. Krytycznym parametrem jest tu nie tyle koszt dokonania przeglądu danego systemu, co poświęcany temu czas. Z tego względu konstruktorzy reaktorów jądrowych wprowadzają kolejne ulepszenia do swoich projektów mające na celu zmniejszenie czasochłonności obsługi instalowanych systemów.

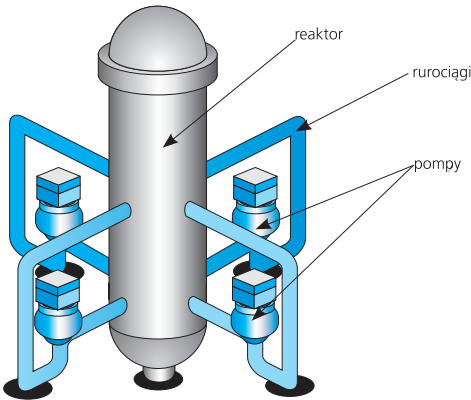
W projektach współczesnych elektrowni jądrowych dąży się więc do tego aby jak najbardziej zminimalizować ilość rurociągów, zaworów, przewodów, itp. przy jednoczesnym zachowaniu funkcjonalności wszystkich systemów bezpieczeństwa. Zmniejszeniu uległ również obszar zajmowany przez wszystkie budynki elektrowni jądrowej. Krótko mówiąc, przedkłada się prostotę nad złożoność konstrukcji. Złożoność zwiększa bowiem możliwości awarii podzespołów i błędów obsługi. Gwoli przypomnienia, niech punktem wyjścia będzie typowa konstrukcja reaktora PWR, pokazana na rys. 14, omawiana już w broszurze „Energetyka jądrowa: spotkanie pierwsze”.



Rys.14. Typowa konstrukcja reaktora PWR, w której wyróżniają się - obok zbiornika reaktora - cztery obiegi chłodzące z pompami i wytwornicami pary oraz stabilizatorem ciśnienia. Typowa wysokość wytwornicy pary to 24 m, średnica zaś 5,2 m. Masa całkowita to 500 t. Dla stabilizatora ciśnienia te dane, to odpowiednio 11 m, 2 m i 146 t. Dla zbiornika reaktora zaś to 13 m, 5,5 m i 525 t.

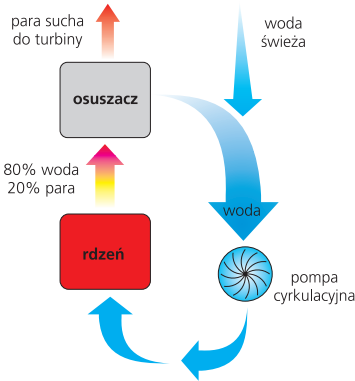
5.2.1 Ewolucja rozwiązań w reaktorach typu BWR

Reaktory tego typu są dobrą ilustracją, jak stopniowo wprowadzane są kolejne ulepszenia w projektach. W szczególności dotyczy to opisanego poniżej problemu cyrkulacji wody w reaktorze. Na rys. 15 pokazany jest wczesny schemat rozmieszczenia pomp cyrkulacyjnych i rurociągów w reaktorze typu BWR.



Rys.15. Schemat lokalizacji pomp cyrkulacyjnych i rurociągów w jednej z wczesnych wersji reaktora typu BWR

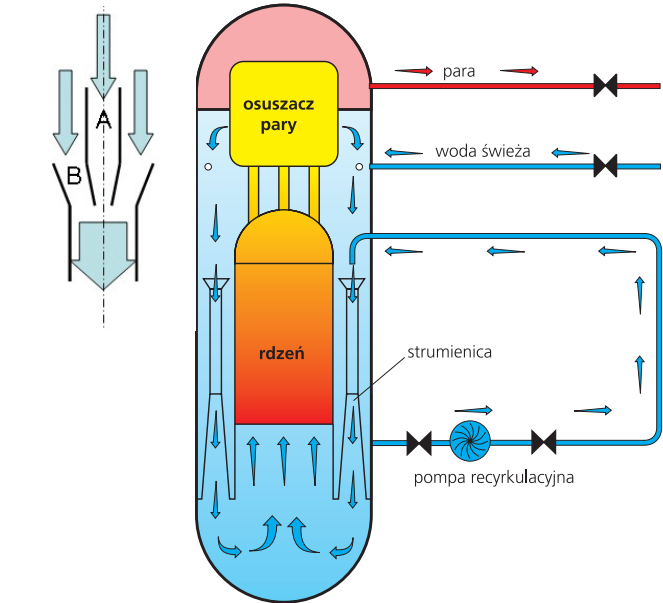
W reaktorze BWR przepływająca pomiędzy prętami paliwowymi woda stopniowo odparowuje w miarę przemieszczania się do góry. W żadnym wypadku nie jest jednak możliwe, by woda ta odparowała w całości. Gdyby bowiem dopuścić do nadmiernego osuszenia mieszaniny pary i wody, chłodzenie koszułek prętów paliwowych stałoby się niedostateczne i w efekcie doszłoby do ich przegrzania. Dlatego zazwyczaj odparowuje się zaledwie ok. 20% wody wprowadzanej do rdzenia. Otrzymaną mieszaninę rozdziela się – para kierowana jest do turbiny, zaś woda, po uzupełnieniu wspomnianego 20% ubytku, kierowana z powrotem do rdzenia. Jest to schematycznie pokazane na rys. 16.



Rys. 16. Obieg wody w zbiorniku typowego reaktora BWR

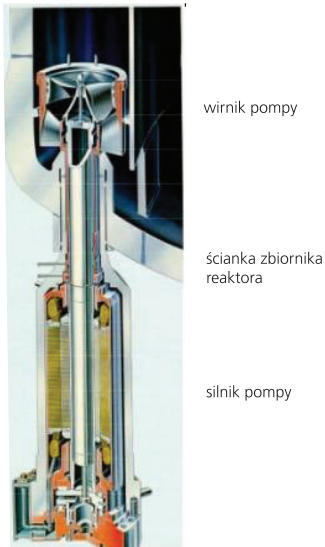
Lokalizacja pompy cyrkulacyjnej nie jest prostą sprawą. Silnik pompy musi bowiem znajdować się na zewnątrz zbiornika reaktora. Z tego powodu ze zbiornika reaktora w starszych reaktorach BWR wyprowadzone są rurociągi do umieszczonych na zewnątrz pomp (rys. 15). Takie rozwiązanie ma jednak wadę: w razie awarii rozerwania jednego z rurociągów (ściślej – dolnej jego części) bardzo trudno jest utrzymać wodę wokół rdzenia, gdyż ta natychmiast ucieka przez uszkodzenie w umieszczonym pod rdzeniem rurociągu. Wymaga to instalacji dodatkowych wysokowydajnych systemów awaryjnego zalewania rdzenia.

Problem ten częściowo rozwiązano w kolejnej generacji tych reaktorów, w których zastosowano tzw. *strumienice*, których ideę przedstawia rys. 17. Reaktor wprowadzie w dalszym ciągu posiada pompy umieszczone na zewnątrz, ale mogą one mieć mniejszą wydajność. Dzięki tej innowacji możliwe było znaczne zmniejszenie rozmiarów rurociągów wychodzących z dolnej części zbiornika. Wprowadzone ulepszenie pozwoliło zmniejszyć maksymalną wydajność systemu chłodzenia awaryjnego a także liczbę silników pomp recyrkulacyjnych.



Rys.17. Idea działania strumienicy – relatywnie niewielka ilość wody napływająca dyszą A porywa ze sobą znacznie większą ilość wody napływającej pierścieniowym kanałem B. Na lewym rysunku pokazano schemat cyrkulacji wody wewnątrz reaktora typu BWR ze strumienicami. Dzięki ich zastosowaniu rurociągi prowadzące do pomp cyrkulacyjnych mogą mieć mniejszą średnicę

Kolejne ulepszenie zostało wymyślone przez konstruktorów ze Szwecji i ówczesnego RFN. W rozwiązaniu tym w ogóle wyeliminowano rurociągi wychodzące na zewnątrz. Uzyskano to umieszczając wirniki pomp wewnątrz zbiornika reaktora, a silniki od nich – tuż obok, ale na zewnątrz, patrz rys. 18. Nieco dalej posunięto się w reaktorze ABWR (ang. *Advanced Boiling Water Reactor*), w którym zastosowano analogiczne rozwiązanie, tyle że z silnikami „mokrymi”, tj. zaprojektowanymi do pracy z wirnikiem w wodzie. Dzięki temu znika kolejny problem – kłopotliwe w utrzymaniu uszczelnienia na wale łączącym pompę z silnikiem.

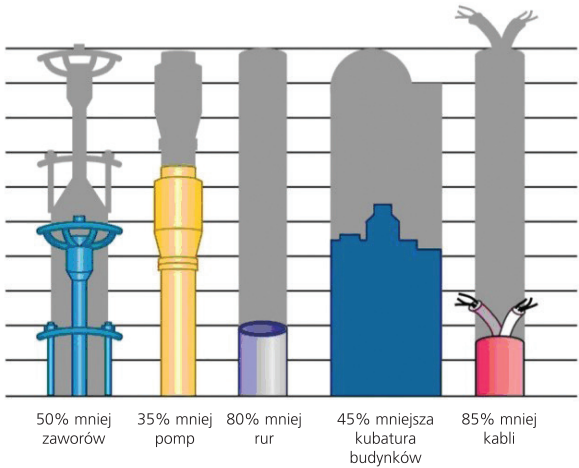


Rys. 18. Konstrukcja pomp cyrkulacyjnych w reaktorze ABWR (źródło: materiały firmy Toshiba)

Najnowsze rozwiązanie zastosowano w reaktorze ESBWR (ang. *Economic Simplified Boiling Water Reactor*) oferowanym przez konsorcjum firm General Electric i Hitachi. W reaktorze tym w ogóle zrezygnowano z pomp recyrkulacyjnych, stawiając na cyrkulację naturalną. Uzyskanie odpowiednio silnej cyrkulacji wymagało zwiększenia wysokości zbiornika reaktora. Konieczne było także opracowanie nowego systemu sterowania gdyż w „zwykłym” reaktorze BWR sterowanie mocą częściowo odbywa się za pomocą sterowania przepływem pomp cyrkulacyjnych, których w tym projekcie nie ma.

5.2.2 Ewolucja reaktorów typu PWR

W konstrukcji niektórych reaktorów PWR również osiągnięto znaczącą redukcję liczby niezbędnych zaworów, pomp, kabli i innej armatury. Udało się także znacznie zmniejszyć rozmiary budynku reaktora, co ma znaczenie dla wytrzymałości na wstrząsy sejsmiczne. Postęp dokonał się głównie dzięki szerokiemu zastosowaniu systemów pasywnych oraz postępowi w automatyce. Elementy tego postępu odzwierciedla rys. 19.



Rys.19. Grafika obrazująca postęp w upraszczaniu konstrukcji reaktora ciśnieniowego. Porównano współczesną konstrukcję typu AP1000 z typowym reaktorem firmy Westinghouse z lat 70-ych (źródło: materiały promocyjne firmy Westinghouse)

5.3 Obudowa bezpieczeństwa

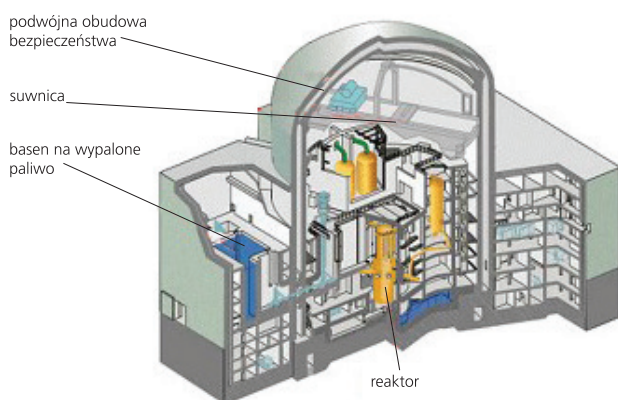
Ponieważ dowolne systemy bezpieczeństwa nigdy nie dają stuprocentowego zabezpieczenia przed awarią, reaktory wraz z okalającym je osprzętem umieszcza się w tzw. obudowie bezpieczeństwa – jest to budynek mający za zadanie zapobiec uwolnieniu do otoczenia produktów rozszczepienia, jakie mogą wydostać się z układu pierwotnego reaktora w razie potencjalnej awarii. Podczas awarii, do wnętrza obudowy bezpieczeństwa wydostaną się także na pewno znaczne ilości pary. Z tego względu obudowa bezpieczeństwa musi być zdolna wytrzymać znaczne ciśnienie od wewnątrz. Zazwyczaj obudowy bezpieczeństwa projektuje się na ciśnienie kilku atmosfer.

Najprostszą obudową bezpieczeństwa byłby po prostu odpowiednio duży, stalowy zbiornik. Ze względów wytrzymałościowych optymalny jest kształt kulisty. Takie też rozwiązanie stosowano we wczesnych konstrukcjach, patrz rys.20.



Rys. 20. Elektrownia jądrowa Big Rock Point w USA. Posiadała ona typową dla wczesnych konstrukcji obudowę bezpieczeństwa w postaci dużej, stalowej kuli

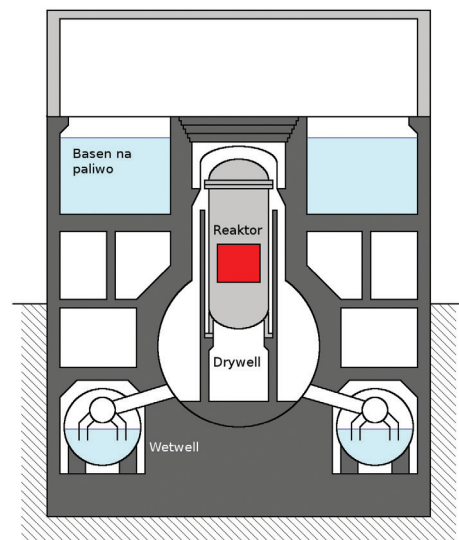
Współcześnie obudowa bezpieczeństwa ma jeszcze drugie zadanie – ochronę reaktora przed działaniem czynników zewnętrznych. W szczególności wskazuje się tu na ochronę przed skutkami uderzenia samolotu pasażerskiego. Wymóg zapewnienia ochrony przed takim zdarzeniem jest różny w różnych państwach. Polskie regulacje zawierają wymóg ochrony reaktora przed uderzeniem dużego samolotu pasażerskiego. Z opisanego wyżej względu, we współczesnych konstrukcjach przeważają obudowy bezpieczeństwa wykonane z betonu, zazwyczaj wstępnie sprężanego za pomocą stalowych lin. Często obudowy są podwójne, patrz rys. 21 – wewnętrzna ma za zadanie wytrzymać ciśnienie pary wydostającej się z reaktora podczas awarii, zaś zewnętrzna – chronić przed skutkami zdarzeń zewnętrznych.



Rys. 21. Przekrój przez obudowę bezpieczeństwa współczesnego reaktora typu EPR (źródło: Framatome). Widoczna wewnętrzna i zewnętrzna obudowa bezpieczeństwa

Obudowy bezpieczeństwa reaktorów wrzących różnią się od stosowanych w reaktorach ciśnieniowych. Mają też nieco odmienną zasadę działania. Konstruktorzy wyszli tu z założenia, że skoro koszt obudowy bezpieczeństwa jest istotnym składnikiem całej inwestycji, należy ją zbudować jak najmniejszą. Wymiary obudowy udało się zredukować dzięki systemom zmniejszającym ciśnienie panujące w jej wnętrzu podczas awarii. W tym celu obudowę bezpieczeństwa podzielono na dwie części, patrz rys. 22. W pierwszej, zwanej po angielsku *drywell* (komora sucha), mieści się reaktor wraz z całym osprzętem. W drugiej, zwanej *wetwell* (komora

mokra), mieści się duży zapas wody. W razie awarii para z pierwszego zbiornika ma zostać skierowana odpowiednimi rurami pod powierzchnię wody w drugim, gdzie się skropli. Dzięki temu ciśnienie w obudowie pozostanie niskie.

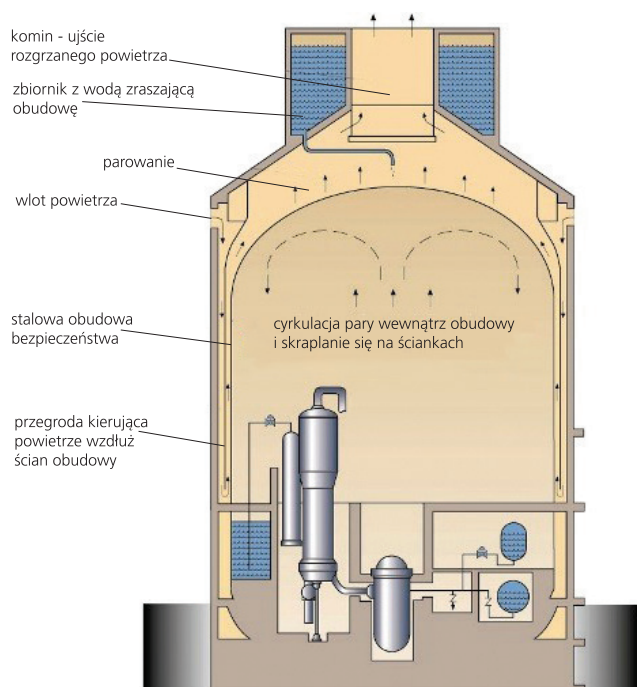


Rys. 22. Obudowa bezpieczeństwa typu Mark-I, zastosowana w większości zbudowanych reaktorów BWR. Inne obudowy bezpieczeństwa stosowane w reaktorach tego typu mają inne proporcje i kształt, jednak ogólna zasada działania pozostaje taka sama. Obudowy bezpieczeństwa tego typu były zastosowane w elektrowni jądrowej Fukushima Daiichi

Zgromadzony w komorze mokrej zapas wody może ponadto posłużyć do chłodzenia reaktora, bądź zraszania wnętrza obudowy bezpieczeństwa. Uzyskana korzyść z zainstalowania systemu obniżania ciśnienia ma jednak pewne koszty – zapas wody w tym zbiorniku nie jest niewyczerpalny, co pokazały wydarzenia w EJ Fukushima. Para skraplająca się w zbiorniku mokrym powoli, lecz nieuchronnie podnosi temperaturę zgromadzonej tam wody. Gdy ta osiągnie wreszcie temperaturę wrzenia – efekt skraplania pary ustanie i ciśnienie zacznie rosnąć. Z tego względu tak ważne jest utrzymanie funkcjonowania systemów chłodzenia – przerwa w ich działaniu nie może być dłuższa niż kilkanaście godzin, który to warunek jest wymagany również w „suchych” obudowach bezpieczeństwa reaktorów typu PWR.

W kilku reaktorach typu PWR zastosowano nieco odmienne rozwiązanie: w obudowie bezpieczeństwa zainstalowano wielkie ilości koszy na lód wraz z aparaturą chłodzącą o odpowiedniej wydajności. Taką obudowę bezpieczeństwa posiadają np. oba reaktory pracujące w fińskiej elektrowni Loviisa.

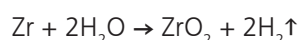
Zapewnienie dostatecznej pewności utrzymania chłodzenia wymaga instalacji wielu wzajemnie rezerwujących się systemów, dlatego w najnowszych konstrukcjach zastosowano inne podejście – obudowa bezpieczeństwa może oddawać ciepło do otoczenia w sposób pasywny, jak na przykład w reaktorze AP1000 firmy Westinghouse, rys. 23, gdzie obudowa bezpieczeństwa została wkomponowana w chłodnię kominową, której konstrukcja zapewnia dostateczny ciąg powietrza, by skroplić gromadzącą się wewnątrz parę. Takie rozwiązanie może po awarii funkcjonować dowolnie długo. Dodatkowo na szczycie obudowy zainstalowano zbiornik z wodą, która ma być stopniowo wylewana na powierzchnię obudowy. Poprawi to odbieranie ciepła z obudowy przez pierwsze 72 godziny po awarii, kiedy generacja ciepła w reaktorze jest najintensywniejsza.



Rys. 23. Schemat działania mechanizmu chłodzenia obudowy bezpieczeństwa reaktora AP1000 (źródło: Materiały firmy Westinghouse)

W projekcie reaktora ESBWR, w którym obudowa bezpieczeństwa jest znacznie mniejsza, wymyślono jeszcze inne rozwiązanie. Na górnym poziomie budynku reaktora zlokalizowano duży basen, w którym umieszczono połączone z obudową wymienniki ciepła. W razie awarii para wodna z obudowy bezpieczeństwa trafia do tych wymienników i skrapla się w nich. Oczywiście, w wyniku tego woda w basenie będzie się stopniowo podgrzewać i parować, ale jej uzupełnienie będzie relatywnie łatwe przy użyciu zwykłego wozu straży pożarnej.

Wewnątrz obudowy bezpieczeństwa zazwyczaj instaluje się zraszacze, które w razie awarii mają za zadanie skropić znajdującą się w niej parę i w ten sposób obniżyć ciśnienie. Ponadto zraszanie wnętrza obudowy bezpieczeństwa wypłukuje z atmosfery w obudowie rozpuszczalne w wodzie izotopy promieniotwórcze, przede wszystkim jod i cez. Oprócz tego, obudowa bezpieczeństwa musi poradzić sobie z jeszcze jednym zagrożeniem, jakim jest wspomniane już wcześniej gromadzenie się wodoru, który może wytwarzać się w przypadku ciężkich awarii na skutek kontaktu przegrzanej pary wodnej z wykonanymi z cyrkonu koszulkami prętów paliwowych. Zachodzi wówczas reakcja:



W celu zniwelowania zagrożenia wybuchem wodoru stosuje się zapalarki (aktywne urządzenia mające spalić wodór, zanim osiągnie stężenie prowadzące do wybuchu) bądź *rekombinatory katalityczne* (lepsze, gdyż nie wymagające zasilania). W reaktorach BWR także zastosowano inne rozwiązanie niż w reaktorach PWR. Ze względu na znacznie mniejszy rozmiar stosowanych obudów bezpieczeństwa w reaktorach typu BWR wodór może osiągać większe stężenia. Z tego powodu obudowy bezpieczeństwa w tego typu reaktorach wypełnia się przed rozruchem obojętnym azotem. Jest to jednak jedynie połowiczne rozwiązanie, gdyż

nagromadzony w obudowie wodór prędzej czy później, trzeba będzie wypuścić na zewnątrz, gdzie już będzie mógł ulec zapłonowi. Właśnie do takiego zdarzenia doszło w Fukushima, gdzie operatorom najprawdopodobniej nie udało się w odpowiednim czasie upuścić do kominu nadmiaru pary wymieszanej z wodorem. Na skutek tego, gdy doszło do rozszczelnienia obudowy bezpieczeństwa, wydostający się do budynku reaktora wodór wybuchł przy kontakcie z powietrzem.

6. A gdy zawiodą układy bezpieczeństwa i powstanie awaria?

Oprócz czysto technicznych skutków awarii, ze społecznego punktu widzenia, ważne są jej konsekwencje dla obsługi reaktora i okolicznej ludności. Spróbujmy więc opisać ten problem.

Jeżeli dojdzie do awarii i uwolnień substancji promieniotwórczych, podjąć trzeba akcję ratunkową. W Polsce, na mocy ustawy Prawo Atomowe, dowodzenie akcją ratunkową przejmuje Wojewoda lub (przy szczególnie dużych zdarzeniach) Minister Spraw Wewnętrznych. W celu zapobieżenia utracie zdrowia lub życia przez ludność, mogą oni zarządzić tzw. działania interwencyjne, wśród których należy wymienić:

- Ewakuację ludności. Zarządza się ją, jeżeli pozwoli ona zredukować dawkę dla ludności o 100 mSv¹² w ciągu nadchodzących 7 dni;
- Nakaz pozostania w pomieszczeniach zamkniętych: (analogicznie 10 mSv/2 dni);
- Czasowe przesiedlenie ludności: (30 mSv/30 dni);
- Stałe przesiedlenie ludności: (1000 mSv/50 lat, 70 lat dla dzieci).

Zaznaczmy, że wspomniane działania powinny mieć charakter zapobiegawczy, to znaczy powinno się je podjąć zanim dawki dla ludności przekroczą przypisane im poziomy. Podczas awarii reaktora najgroźniejszymi i stosunkowo obfitymi wśród uwolnień są uwolnienia promieniotwórczego jodu. Jod normalnie występuje w przyrodzie w niewielkich ilościach i jest pochłaniany z powietrza przez tarczycę. Uwolniony jod promieniotwórczy, wchłonięty przez tarczycę drogą inhalacji lub pokarmową, może spowodować powstanie raka tarczycy. Jest zatem rzeczą zrozumiałą, że zainteresowani jesteśmy dawkami na tarczycę w funkcji odległości od reaktora i czasu, który upływa od awarii.

Trzeba pamiętać, że wielkość dawki maleje nie tylko ze wzrostem odległości od reaktora, ale także z czasem. Np. okres połowicznego zaniku izotopu ¹³¹I wynosi zaledwie 8 dni. W wyniku awarii powstają jednak także skażenia terenu i wód izotopami o dłuższym czasie życia. Wyróżnia się tu cez, a w szczególności jego izotop ¹³⁷Cs, dla którego ten okres wynosi ok. 30 lat. Właśnie skażenia tym izotopem są najłatwiejsze do wykrycia i wyznaczenia ich wielkości. Oprócz naturalnego rozpadu szkodliwych izotopów, w redukcji dawki pomaga też sama przyroda, na przykład poprzez wplukiwanie rozpuszczalnych w wodzie substancji

¹²mSv (milisiewert) jest jednostką dawki równoważnej. Uzyskuje się ją przemnażając dawkę pochłoniętą wyrażoną w miligrejach (mGy – definicja w przypisach niżej) przez współczynniki korekcyjne charakterystyczne dla danego rodzaju promieniowania. W ten sposób odzwierciedla się relatywną szkodliwość różnych rodzajów promieniowania.
Gry (Gy) – jednostka dawki pochłoniętej w układzie SI

do głębszych warstw gleby, gdzie przestają oddziaływać na człowieka, bądź też przez wymywanie ich do morza, gdzie ich koncentracja staje się tak mała, że przestaje mieć jakiegokolwiek znaczenie.

Teoretyczne skutki zdrowotne skażeń i wchłonięć izotopów promieniotwórczych mogą być zarówno nieistotnie małe, jak negatywne. W podejmowanych po awarii decyzjach należy więc rozważać poziom ogólnego ryzyka, które może być takie samo przy poważnych lecz mało prawdopodobnych wydarzeniach, jak i przy niewielkich skutkach, których prawdopodobieństwo jest duże.

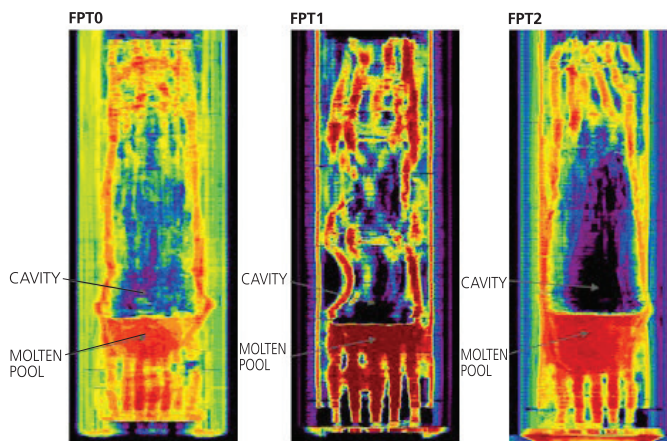
Jak już wspomnieliśmy, wokół elektrowni zarządza się utworzenie dwóch koncentrycznych stref: *Obszaru Ograniczonego Użytkowania* i większej *Strefy Planowania Awaryjnego*. Producenci niektórych współczesnych reaktorów chwają się, że ich projekty pozwalają ograniczyć promień pierwszej z tych stref do kilkuset metrów (niektóre firmy podają 800 m), zaś drugiej – do kilku (np. trzech) kilometrów. Polskie prawo wymaga, aby:

- Dla zdarzeń mogących wystąpić częściej niż raz na 10 000 lat pracy reaktora nie było konieczne podejmowanie jakichkolwiek działań poza Obszarem Ograniczonego Użytkowania (który w praktyce w nowoczesnym reaktorze powinien kończyć się w granicach elektrowni);
- Dla zdarzeń o mniejszym prawdopodobieństwie, raz na 10 000 lat, ale większym niż raz na 1 000 000 (milion) lat pracy reaktora, dopuszcza się podjęcie działań interwencyjnych również w Strefie Planowania Awaryjnego. Nie powinna jednak przy tym wystąpić w tej strefie konieczność wykonywania działań nagłych;
- Tylko i wyłącznie dla zdarzeń rzadszych niż raz na milion lat pracy reaktora dopuszcza się wystąpienie konieczności podejmowania działań poza ww. strefami.

6.1 Ciężkie awarie

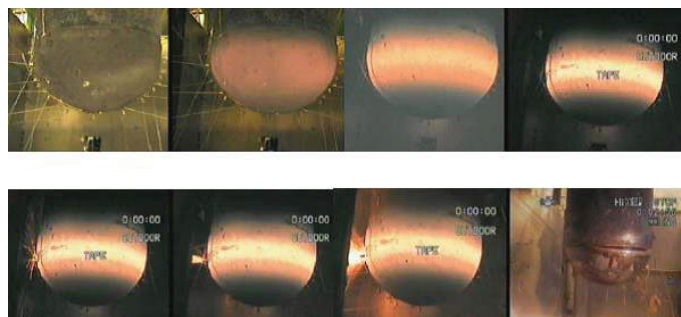
Stopienie się rdzenia reaktora w literaturze nazywane jest ciężką awarią. Prawdopodobieństwo takiego zdarzenia jest niewielkie, o czym piszemy w następnym paragrafie, niemniej jednak nie można uznać je za nieistotne. Po wydarzeniach w elektrowni Three Miles Island ciężkie awarie w analizach bezpieczeństwa stały się ważnym i nadal nie do końca zbadanym zjawiskiem. Przeprowadzenie eksperymentu, którego celem jest zaobserwowanie, co dzieje się ze stopionym rdzeniem wiąże się z dużymi nakładami finansowymi, dlatego równolegle uruchamia się prace nad stworzeniem programów obliczeniowych, ułatwiających analizę starych oraz nowo projektowanych reaktorów.

Na rys. 24 pokazujemy wynik badania topienia się paliwa, prowadzonego w ramach projektu PHEBUS. Pierwsze trzy testy oznaczone na rysunku jako FPT0 – FPT2 pokazały w jaki sposób niszczone jest paliwo (w różnych fazach jego wypalenia) i pręty kontrolne używane w typowych reaktorach typu PWR. Badano także uwalnianie się w takiej sytuacji produktów rozczepienia do zbiornika wypełnionego różną ilością pary wodnej. Rys.24 pokazuje zdjęcia radiograficzne zniszczonych prętów paliwowych, wykonane po testach FPT0 – FPT2.



Rys. 24. Zdjęcia testowanej kasety paliwowej po testach wykonanych w ramach programu PHEBUS [źródło: <http://www.irsn.fr>]

Na rys. 25 pokazujemy wynik innego testu, FOREVER, który miał zbadać, w jaki sposób zachowuje się zbiornik ciśnieniowy reaktora, wystawiony na działanie roztopionego rdzenia. Na rysunku przedstawione są zdjęcia dolnej części zbiornika ciśnieniowego reaktora podczas testu. Najjaśniejsze miejsca pokazują gdzie temperatura zbiornika jest najwyższa, tam więc przede wszystkim może dojść do jego przetopienia. Zdjęcia w dolnym rzędzie pokazują sekwencje już po przepaleniu zbiornika co jest przedstawione na lewej stronie każdej z fotografii. Na ostatnim zdjęciu pokazany jest uszkodzony zbiornik po teście. Dane eksperymentalne posłużyły do stworzenia programów obliczeniowych i sprawdzenia ich stosowalności podczas ciężkiej awarii.

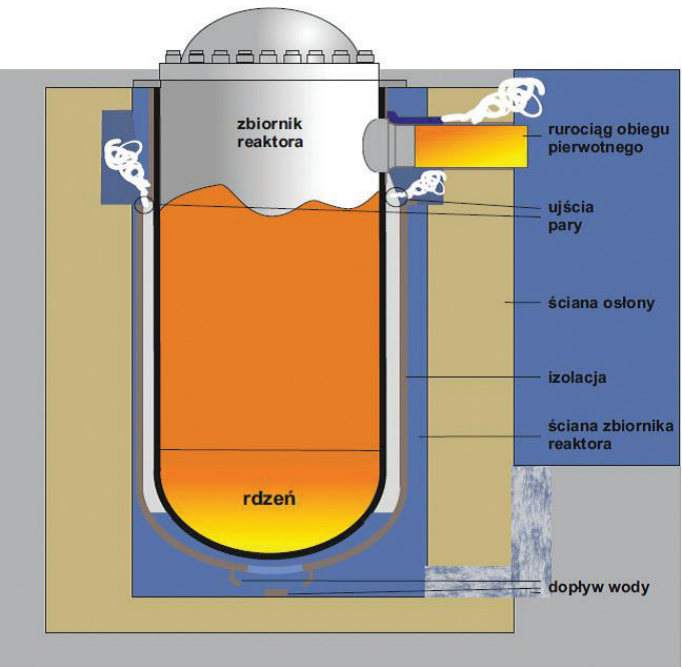


Rys. 25. Zachowanie się zbiornika ciśnieniowego pod działaniem gorącego, roztopionego rdzenia (badania w ramach testu FOREVER) [źródło: Ex-Vessel Coolability and Energetics of Steam Explosions in Nordic Light Water Reactor, H. S. Park and T. N. Dinh Royal Institute of Technology, Sweden]

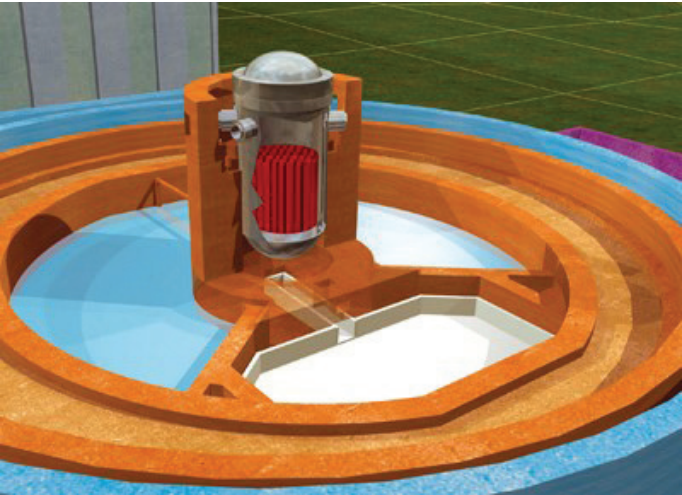
Generacja III reaktorów zakłada, że może dojść do stopienia rdzenia, choć z bardzo małym prawdopodobieństwem, a zabezpieczenia w elektrowni mają skutecznie schłodzić rdzeń oraz nie dopuścić do wydostania się substancji radioaktywnych do otoczenia.

We współczesnych konstrukcjach istnieją dwa podejścia do kwestii przebiegu ciężkiej awarii. Pierwsza nie dopuszcza do możliwości wydostania się roztopionego rdzenia poza zbiornik ciśnieniowy reaktora. Stalowa ścianka chłodzona jest od strony zewnętrznej wodą, odbierającą energię z wnętrza zbiornika, jak na rys. 26. Taki system został zastosowany w konstrukcji oferowanej przez firmę Westinghouse w reaktorze AP 1000. Drugie podejście zakłada możliwość wydostania się roztopionego rdzenia poza zbiornik ciśnieniowy, gdzie trafi on do specjalnego pomieszczenia, wybudowanego poniżej

reaktora, zwanego *chwytnicem rdzenia*. Chwytnic rdzenia, który przykładowo pokazany jest na rys. 27, wykonany jest z materiałów izolacyjnych o bardzo wysokiej temperaturze topnienia.



Rys. 26. Przykład chłodzenia zbiornika ciśnieniowego reaktora od zewnątrz (reaktor AP 1000 firmy amerykańskiej Westinghouse). Ciepło z rdzenia odbierane jest przez wodę w wyniku przewodzenia ciepła przez ścianki zbiornika ciśnieniowego



Rys. 27. Rysunek poglądowy konstrukcji reaktora EPR francuskiej firmy Areva. Pomieszczenie zaznaczone na biało to chwytnic rdzenia, do którego trafi materiał roztopionego rdzenia, gdyby doszło do przetopienia się zbiornika ciśnieniowego reaktora

Skoro poruszyliśmy temat stopionego rdzenia, porozmawiajmy o prawdopodobieństwie takiego zdarzenia.

6.2 Prawdopodobieństwo stopienia się rdzenia

Prawdopodobieństwo stopienia się rdzenia to termin, który określa wartość prawdopodobieństwa, przy której wszystkie systemy bezpieczeństwa ulegną awarii, co doprowadzi do stopienia się rdzenia. Każdy urządzenie, jak np. zawór, posiada pewną charakterystykę niezawodności, to znaczy funkcję, która określa przy jakiej liczbie otwarć zawór się zatnie i pozostanie w tej pozycji¹³. Większość z elementów systemów bezpieczeństwa jest powszechnie używana w różnych gałęziach przemysłu, przez co ich charakterystyki

są znane. Takie elementy łączy się w grupy, dla których następnie określone są wartości prawdopodobieństwa całej grupy. Dziedzina, która zajmuje się określeniem wartości prawdopodobieństwa zajścia ciężkiej awarii, nosi nazwę *probabilistycznych analiz bezpieczeństwa*.

Samo stopienie się rdzenia nie powoduje jeszcze zagrożenia dla ludności cywilnej. Należy pamiętać że po jego stopieniu pozostaje ostatnia bariera, którą jest obudowa bezpieczeństwa, przez co prawdopodobieństwo uwolnienia substancji radioaktywnych do otoczenia jest jeszcze mniejsze. Poniżej pokazujemy, jak niewielkie są prawdopodobieństwa awarii ze stopieniem rdzenia. Np. w reaktorze ABWR wynosi to 10^{-7} /rok, a więc jedna awaria możliwa na 10 milionów lat pracy!

Typ reaktora	Prawdopodobieństwo stopienia rdzenia reaktora na rok
ESBWR	$2 \cdot 10^{-8} = 0.00000002$
ABWR	$10^{-7} = 0.0000001$
AP 1000	$5.1 \cdot 10^{-7} = 0.000000051$
Obecne elektrownie	$5 \cdot 10^{-5} = 0.00005$

Dane pokazane w tabeli przedstawiają podawane przez producentów reaktorów teoretyczne wartości prawdopodobieństwa stopienia się rdzenia na rok. Wartości te można interpretować jako częstotliwość występowania ciężkiej awarii. Jeśli przyjmujemy, że dla obecnych elektrowni prawdopodobieństwo stopienia się rdzenia wynosi 0,0001/rok oznacza to że jeśli na świecie pracowałoby 10 000 reaktorów (Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej podaje, że obecnie na świecie działa 435 reaktorów energetycznych), to średnio rocznie w jednym z nich mogłoby dojść do stopienia się rdzenia.

6.3 Wnioski

Awaria reaktora jest zjawiskiem nadzwyczaj rzadkim, ale zmniejszenia jej prawdopodobieństwa do zera nie da się zapewnić, podobnie, jak żadnej awarii, czy zjawiska, które niesie za sobą poważne skutki dla ludzi i środowiska. Niemniej jednak fakt, że w ponad sześćdziesięcioletniej historii cywilnej energetyki jądrowej zdarzyło się tak niewiele poważnych awarii, a w tym tylko jedna (w Czarnobylu), która pociągnęła śmierć ludzi w wyniku choroby popromiennej, świadczy o wyjątkowo wysokim bezpieczeństwie elektrowni jądrowych. Jak pokazaliśmy, mimo tych pozytywnych doświadczeń, wciąż udoskonalane są systemy bezpieczeństwa w stopniu niespotykanym w innych gałęziach przemysłu. To nie bynajmniej „sztuka dla sztuki” – każda awaria reaktora budzi w społeczeństwie strach, a jej skutki społeczne są rozległe. Energetyka jądrowa musi sobie z tym unikatowym wyzwaniem radzić, zarazem unikając nadmiernego wzrostu kosztów nowych inwestycji.

¹³Np. wytwórca wykonał badania i stwierdził, że na 1000 otwarć zawór zacina się raz, co oznacza, że prawdopodobieństwo zacięcia się zaworu wynosi 0,001.

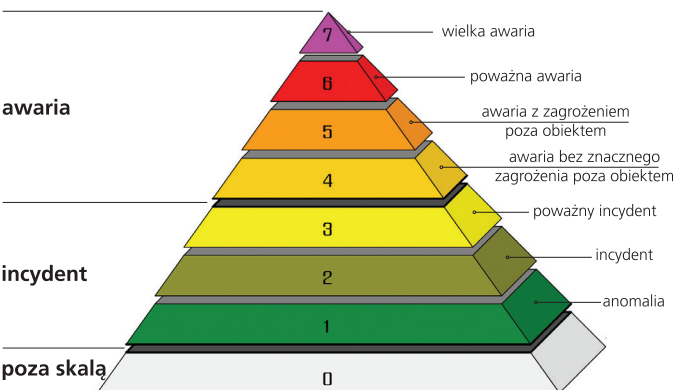
7. O awariach w cywilnej energetyce jądrowej: przyczyny, skutki, wyciągnięte wnioski

Trudno ten temat omawiać w wielkim skrócie, gdyż każda awaria wymaga dociekania przyczyn i wyciągania wniosków na przyszłość. Wnioski te są przekazywane do wszystkich operatorów elektrowni jądrowych, aby zapobiec awariom w ich instalacjach. Zwróćmy uwagę: informacja przekazywana jest do wszystkich, nie ma tu mowy o żadnych klauzulach tajności, a zasadą jest, że *bezpieczeństwo ludzi jest ważniejsze od produkcji energii!*

W całej historii cywilnej energetyki jądrowej mieliśmy tylko jedną awarię z ofiarami promieniowania jonizującego wyemitowanego ze zniszczonego reaktora. Mówimy o Czarnobylu i 28 zgonach z powodu ostrej choroby popromiennej. Jak na ok. 60 lat działania, 28 ofiar, i to w warunkach ekstremalnej katastrofy, to doprawdy niewiele. Czy inne rodzaje energetyki mogą poszczycić się tak niskim wskaźnikiem śmiertelności? Niestety, do tej statystyki, tak korzystnej dla energetyki jądrowej, musimy dodać inny ważny aspekt. Niefortunnie niskie poziomy dawek, uznanych za będące zagrożeniem dla zdrowia, spowodowały decyzje o masowym przesiedlaniu ludności zarówno w Czarnobylu, jak i w Fukushima (w 2011 r.). Potężny stres, związany z wyrwaniem ludzi ze swoich siedzib, utratą pracy i poczucia bezpieczeństwa socjalnego, a także paniczny strach przed promieniowaniem jonizującym, zebrał potężne żniwo. Po awarii czarnobylskiej ocenia się, że wykonano ponad 100 tysięcy nieuzasadnionych aborcji, zanotowano wzrost pijaństwa i liczby samobójstw. Około milionowa społeczność choruje na choroby o podłożu psychiczno-somatycznym – to także ofiary katastrofy, choć nie ofiary promieniowania. Po katastrofie w Fukushima notuje się wśród przesiedleńców ponad 1000 zgonów związanych wyłącznie ze stresem. Jednocześnie można ocenić, że pozostawienie znacznej części z tych ludzi w swoich domach mogłoby, ze względu na przyjętą dawkę promieniowania, ewentualnie skrócić ich życie o statystycznie nie więcej niż tydzień!

7.1 Skala INES

Zgodnie z praktyką Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej wyróżniamy 7 poziomów zdarzeń radiacyjnych, o których mówi tzw. skala INES (od ang. *International Nuclear Event Scale*). Skala ta jest stosowana od 1990 r. do opisu wagi wypadku jądrowego¹⁴ w 60 krajach, w tym w Polsce. Warto jednak zapamiętać, że nie stosuje się jej do oceny wypadków w służbie zdrowia!



Rys. 28. Poziomy zdarzeń opisane skalą INES

Poziom 0 oznacza odstępstwo od ustalonych procedur, ale niemające wpływu na bezpieczeństwo instalacji. Takie odstępstwa się zdarzają – np. we Francji notuje się ich ponad 100 rocznie¹⁵.

Poziomy 1 i 2 dotyczą *incydentów*, w tym – w wypadku poziomu 2 – poważnych. Samo słowo „incydent” oznacza wystąpienie znacznego skażenia i/lub nadmiernego narażenia pracowników. Natomiast „poważny incydent” dotyczy już narażenia ludności na napromienienie dawką dopuszczalną, gdy mamy do czynienia z poważnym skażeniem albo ostrymi skutkami zdrowotnymi u pracowników narażonych zawodowo na promieniowanie jonizujące.

Wyższe poziomy skali INES związane są z *awariami*. Poziomy 4 i 5 dotyczą awarii, które mogą nie mieć większego znaczenia poza obiektem (poziom 4) albo nieść takie zagrożenie (poziom 5). W pierwszym wypadku chodzi o narażenie ludności na napromienienie dawką dopuszczalną, znaczne uszkodzenie rdzenia reaktora, ewentualnie narażenie pracownika na napromienienie dawką śmiertelną (tak się właśnie stało w Japonii w zakładach wytwarzania paliwa Tokai-Mura w roku 1999, gdzie w wyniku uzyskania krytyczności roztworu zawierającego uran doszło do silnego, śmiertelnego w skutkach, napromienienia 3 pracowników). W wypadku poziomu 5 istnieje konieczność podjęcia planowych przeciwdziałań w wyniku poważnego uszkodzenia reaktora. Przykładem awarii tej skali jest awaria reaktora w Three Miles Island (1979 r.).

Poziomy 6 i 7 to najpoważniejsze awarie. *Poważna awaria* oznacza w tym wypadku znaczne uwolnienie materiału promieniotwórczego i prawdopodobną konieczność pełnego wprowadzenia planowych przeciwdziałań. Takie uwolnienia miały miejsce choćby w Kisztymiu (b. ZSRR) w 1957 r. w zakładzie przerobu paliwa. Natomiast wielka awaria skutkuje rozległymi konsekwencjami zdrowotnymi i środowiskowymi ze względu na znaczne uwolnienia, wymagającymi zastosowania zaplanowanych i szerokich działań. Tu najlepszym przykładem jest awaria w Czarnobylu (1986 r.). O awariach w Three Mile Island, Czarnobylu i Fukushima powiemy w kolejnym podrozdziale.

Niewątpliwymi skutkami wielkich awarii jest uwolnienie do środowiska produktów rozszczepienia, jak np. ¹³¹I oraz ¹³⁷Cs. Jak już pisaliśmy, pierwszy jest groźny, gdyż może dostać się drogą pokarmową lub wziewną do tarczycy i dać początek rozwojowi nowotworu tarczycy, drugi, który znajdujemy standardowo w formie skażeń promieniotwórczych terenu i wód, jest długożyciowy (jego okres połowicznego zaniku to 30 lat) i może powodować zarówno lokalne podwyższenia poziomów promieniowania, jak też dostawać się przez łańcuch pokarmowy do naszych organizmów, aczkolwiek nie jest istotnym ogniwem łańcucha pokarmowego ludzi. Istnieje także powszechna obawa przed izotopami plutonu, który jest sklasyfikowany jako silnie radiotoksyczny, jednak dotychczasowe doświadczenia tego nie potwierdzają. Jedyną jak dotąd awarią w cywilnej energetyce jądrowej, w której doszło do uwolnień plutonu, była katastrofa czarnobylska. Było to wynikiem trwającego przez wiele dni pożaru, podczas którego z palącego się na powietrzu paliwa uwalniał się pluton. W pozostałych przypadkach tlenek

¹⁴Obecna wersja stosowana jest od 1 lipca 2008 r.
¹⁵Z „Wszystko o energetyce jądrowej. Od atomu A do cyrkonu Zr”, wyd. Arewa (2008)

plutonu okazał się mało mobilny ze względu na swoją słabą rozpuszczalność w wodzie.

Poniżej opiszemy pięć najpoważniejszych awarii, z którymi mieliśmy do czynienia w historii cywilnej energetyki jądrowej. Pominiemy awarie w tzw. reaktorach badawczych, jakie miały miejsce w Chalk River, Oak Ridge, Idaho Falls, Vinča itp. Najgroźniejszą z nich okazała się 25.10.1958 r. awaria zestawu krytycznego w Vinča (b. Jugosławia), w wyniku której zginęła jedna osoba, a życie czterech było bardzo poważnie zagrożone. W żadnej z pozostałych nie zginęli ludzie, a uszkodzenia rdzenia były niewielkie. W roku 1961 miał też miejsce tragiczny wypadek w prototypowym, wojskowym reaktorze SL-1 typu BWR w Idaho Falls, w którym to wypadku na skutek nieprawidłowej, manualnej operacji prętem sterującym oraz poważnych błędów w projekcie zginęło 3 pracowników.

7.2 Browns Ferry (22.03.1975 r.)

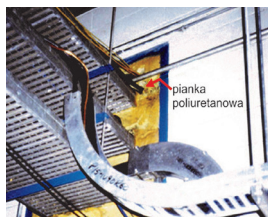


Rys. 29. Elektrownia Browns Ferry, USA (Źródło: Wikipedia Commons)

W elektrowni Browns Ferry, rys. 29, zainstalowano reaktor wrzący (typu BWR), którego konstrukcję i działanie przybliżyliśmy w poprzedniej broszurze, ale opisane tam elementy są akurat mało istotne w kontekście historii awarii. Tu chodzi o pożar wywołany przy okazji sprawdzania szczelności przepustów na kable elektryczne. Przepusty te były uszczelniane pianką poliuretanową (palną), jedynie z wierzchu pokrytą warstwą materiału niepalnego. Uszczelnienie to miało przede wszystkim powstrzymać przepływ powietrza między budynkiem reaktora, w którym utrzymywane jest ciśnienie nieco niższe od atmosferycznego a otoczeniem.

Pożar został wywołany przez elektryków, którzy kładli nowe kable. Aby ponownie uszczelnić przepusty, popychali w powstałe w nich otwory kawałki gąbki. Następnie zaczęli sprawdzać szczelność przepustu, rys. 30, za pomocą świeczki, której płomień jest bardzo czuły na ruch powietrza. Niestety, ciąg powietrza do wnętrza budynku (było w nim, jak napisaliśmy powyżej, utrzymywane podciśnienie) był tak mocny, że pochylony płomień świecy dotknął świeżo ułożonej gąbki i zapalił ją.

Rys. 30. Przepust na kable uszczelniony (nieprawidłowo) pianką, tak jak to miało miejsce w EJ Browns Ferry. Współcześnie tego typu przepusty uszczelnia się specjalną, niepalną masą na bazie gipsu, która pod wpływem temperatury pęcznieje, uniemożliwiając przejście ognia przez ścianę (źródło: Wikipedia Commons)



W wyniku trudnego do gaszenia pożaru spaliło się około 2000 różnych przewodów na przestrzeni około 9 x 12 metrów. Zdarzenie to, choć nie spowodowało uwolnienia do atmosfery substancji promieniotwórczych, zostało potraktowane bardzo poważnie, gdyż podczas trwania pożaru wystąpiły poważne problemy z utrzymaniem chłodzenia reaktora.

Najważniejsze wnioski płynące ze zdarzenia wskazały na konieczność stosowania materiałów nierozprzestrzeniających ognia, separację kabli mocy od kabli przenoszących sygnały sterowania oraz konieczność separacji kabli prowadzących do wzajemnie zastępowalnych (rezerwujących się) układów. Ponadto wyciągnięto szereg wniosków natury organizacyjnej. Pożar w EJ Browns Ferry nie był jedynym – na świecie miały miejsca inne, podobne zdarzenia. Do najbardziej znanych należał pożar w Armeńskiej EJ (w ówczesnym ZSRR) w 1983 roku. W wyniku tych zdarzeń wprowadzono bardzo daleko idące zmiany, szczególnie w systemie przeciwpożarowym, wymagające wielomiesięcznych przestojów i przebudowy pomieszczeń. Jest to jednak całkowicie uzasadnione zagrożeniem, z którego wcześniej nie do końca zdawano sobie sprawę. Dla przykładu, o ile bezpośrednie straty wywołane niewielkim w sumie pożarem i usuwaniem jego skutków zamknęły się w kwocie ok. 10 milionów ówczesnych USD, o tyle wywołany nim półroczny, nieplanowany przestój elektrowni przyniósł straty rzędu 400 milionów USD. Składały się na to nie tylko utracone zyski ze sprzedaży wyprodukowanej energii, ale także koszty opłacenia zakupu takich samych jej ilości z innych elektrowni¹⁶.

7.3 Three Mile Island (28.03.1979 r.)

Awaria w elektrowni Three Miles Island w Harrisburgu w stanie Pensylwania jest często przytaczana jako przykład bardzo poważnej awarii stopnia 5 w skali INES, która pomimo stopienia się rdzenia, nie doprowadziła do żadnych poważniejszych konsekwencji, ani dla załogi reaktora wodno-ciśnieniowego (PWR), ani dla okolicznej ludności. Sam wypadek dotyczył reaktora znajdującego się na zdjęciu (rys. 31 po prawej stronie).



Rys. 31. Elektrownia Three Mile Islands przed 1979 r (Źródło: Wikipedia Commons)

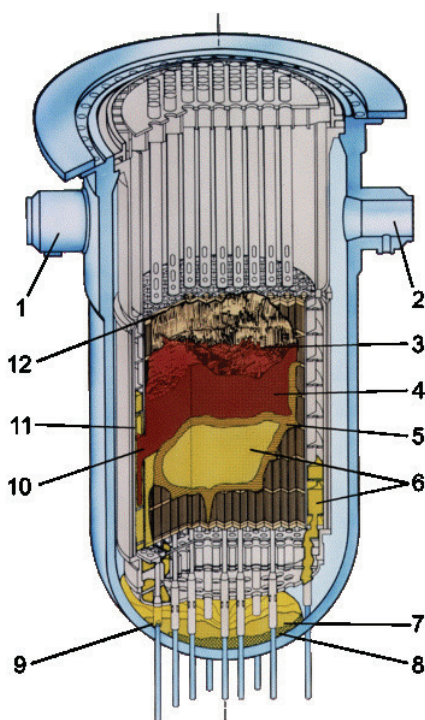
Historia wydarzenia w skrócie wyglądała następująco¹⁷. Po przeprowadzonym przeglądzie technicznym reaktora TMI-2, który rozpoczął pracę w roku 1978, niesprawność w układzie sprężonego powietrza spowodowała zamknięcie zaworów wody zasilającej we wtórnym obiegu, przerwanie dostawy wody do wytwornicy pary i niewielki wzrost temperatury

¹⁶<http://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/nuregs/brochures/br0361/s1/sfpe1.pdf>

¹⁷Warto przypomnieć sobie konstrukcję reaktora typu PWR, opisaną w broszurze „Energetyka jądrowa: spotkanie pierwsze” (L.Dobrzyński, K. Zuchowicz; NCBJ, 2012 r.)

w obiegu pierwotnym. Wystarczyło kilka minut, aby cała ilość wody, znajdująca się w obiegu wtórnym, w wytwornicy pary, została zamieniona w parę, gdyż reaktor pracował na pełnej mocy. Niestety, po wspomnianym remoncie kilka zaworów w tym obiegu pozostało zamkniętych (znów błąd ludzki) co spowodowało, że woda z pomp awaryjnego zasilania nie mogła przepłynąć do wytwornicy pary. W tej sytuacji, gdy po stronie obiegu wtórnego nie było wody, nie można było odebrać ciepła gorącej wody z obiegu pierwotnego. W konsekwencji, woda w obiegu pierwotnym uległa podgrzaniu, a jej ciśnienie wzrosło. System automatycznego sterowania spowodował niemal natychmiastowe (w czasie ok. 1 s) wyłączenie reaktora.

Zgodnie z technologią, zawór bezpieczeństwa znajdujący się nad stabilizatorem ciśnienia otworzył się jak powinien, lecz, niestety, nie zamknął się po upływie przewidzianych 10 sekund, czego nie zauważono. W rezultacie, oprócz pary, do zbiornika zrzutowego zaczęła przez zawór wyciekać także woda z obiegu pierwotnego – chłodzenie rdzenia zostało przerwane. Zawinił tu głównie brak właściwych przyrządów kontrolnych, które mogłyby zasygnalizować niesprawność zaworu. Niestety, także obsługa reaktora nie zdawała sobie sprawy, że może wystąpić taka sytuacja, w której w stabilizatorze ciśnienia może nastąpić podwyższenie się poziomu wody podczas trwania ucieczki wody z obiegu pierwotnego. Ponieważ nie było miernika poziomu wody w rdzeniu, operatorzy wnosili o tym poziomie z odczytu poziomu wody w stabilizatorze ciśnienia. Ten był wysoki, operatorzy sądzili więc, że podobnie jest też w zbiorniku reaktora. Nie wiedzieli też, że zawór nad stabilizatorem jest wciąż otwarty i następuje utrata chłodzenia rdzenia. Nie znając tych okoliczności, obsługa wyłączyła układ awaryjnego chłodzenia reaktora (UACR).



Rys. 32. TMI-2 Końcowy stan rdzenia po awarii (źródło: Wikipedia Commons) 1. i 2. Wloty chłodziwa; 3. Przestrzeń po stopionym fragmencie rdzenia; 4. Fragmenty rdzenia; 5. Skorupa wokół zastygłych fragmentów stopionego rdzenia; 6. Stopione i zastygłe fragmenty rdzenia; 7. Szczątki rdzenia w dolnej komorze mieszania reaktora; 8. Możliwy obszar niezawierający uranu; 9. Nadtopiony pręt sterujący; 10. Dziura w przegrodzie; 11. Warstwa wcześniej stopionego materiału na wewnętrznej powierzchni bocznej rdzenia; 12. Uszkodzenia górnej części rdzenia

Zniszczenia były ogromne - stopieniu uległ rdzeń (rys. 32). Mimo tak poważnej awarii nie ucierpiał nikt z personelu, awaria nie spowodowała zniszczeń ścian obudowy bezpieczeństwa, emisji materiałów promieniotwórczych do atmosfery i powstania skażeń terenu wokół elektrowni. Sam stopiony rdzeń był po awarii właściwie chłodzony, a reaktor zachowywał się stabilnie. Ze względu na niewielkie uwolnienia, gubernator stanu Pensylwania zalecił tymczasową ewakuację około 3500 kobiet w ciąży, zamieszkających na obszarze o promieniu 5 mil (ok. 8 km) wokół elektrowni. Tymczasem wewnątrz zbiornika ciśnieniowego zaczął gromadzić się wodór i obawiano się wybuchu do chwili, gdy stwierdzono, że wewnątrz zbiornika nie ma tlenu. Oczywiście zawartość wodoru szybko zredukowano. Nikt z ludności stanu Pensylwania nie ucierpiał z powodu bardzo niewielkich uwolnień materiału promieniotwórczego ze zniszczonego reaktora.

W wyniku awarii zmieniono układy sygnalizacji i zabezpieczeń we wszystkich reaktorach tego typu na świecie. Opracowano procedury postępowania awaryjnego, oparte na symptomach awarii widocznych w sterowni. Procedury te zapewniały eliminację ponad 90% możliwych błędów ludzkich. Powstał nowy system szkolenia operatorów reaktorów, specjalny urząd analiz i ocen danych operacyjnych, które pozwalały na lepszą ocenę stanu bezpieczeństwa reaktora. Poważnym problemem po awarii było usunięcie ok. 100 ton paliwa znajdującego się w reaktorze. Był to długotrwały i skomplikowany proces, który ostatecznie zakończył się na początku lat 90-ych. Pobrany z reaktora materiał był wysyłany do laboratoriów, gdzie posłużył do odtworzenia przebiegu zdarzeń wewnątrz zbiornika reaktora. Sam reaktor TMI-2 został zlikwidowany w 1991 r. w ciągu 12 dni pracy, co kosztowało 973 miliony USD.

7.4 Czarnobyl (26.04.1986 r.)

Na Ukrainie, w Czarnobylu, pracowały 4 bloki z reaktorami kanałowymi typu RBMK (rys.33), dwa inne były w budowie. Ten bardzo szczególny typ reaktora, w którym dzięki kanałowości, można było w trakcie pracy reaktora wymieniać elementy paliwowe, mógł służyć nie tylko do produkcji energii elektrycznej, ale także do pozyskiwania militarnego plutonu, a więc niemal czystego, rozszczepialnego izotopu ^{239}Pu .



Rys. 33. Widok korpusu reaktora typu RBMK. Widoczne „kwadraciki” o boku 25 cm, skrywają 2488 bloków moderatora grafitowego. We wnętrzu 1661 bloków znajdują się kanały ciśnieniowe z paliwem i systemem chłodzenia wodą. Ponadto, w 222 blokach były zamontowane pręty sterujące. Średnica reaktora to ok. 12 m, wysokość zaś – 7 m. W porównaniu z konstrukcjami typowych reaktorów PWR i BWR, gdzie średnio wysokość prętów paliwowych wynosi około 3,6-3,8 m natomiast średnica reaktora to około 3.3 m. Rdzeń reaktora RBMK był bardzo duży, przez co operator mógł mieć problemy z kontrolą jego mocy

Analiza budowy reaktora, pokazuje, że mimo, iż był on zbudowany w oparciu o wieloletnie doświadczenia w konstruowaniu reaktorów jądrowych, miał wbudowane w siebie zagrożenie – w pewnych warunkach zachowywał się niestabilnie. Temperatura grafitu w pracującym reaktorze była na poziomie 700°C. Gdy grafit ma taką temperaturę i jest w kontakcie z powietrzem, zapala się. Takiej sytuacji miał zapobiegać stalowy zbiornik otaczający rdzeń.

Zdaniem konstruktorów, duża liczba niezależnych kanałów wykluczała możliwość całkowitej utraty chłodzenia rdzenia. Reaktor z założenia nie miał też obudowy bezpieczeństwa. Wyłączenie reaktora w trybie awaryjnym wymagało stosunkowo długiego czasu (ok. 20 s.), a ponadto w początkowej fazie wsuwania prętów sterujących moc reaktora zwiększała się zamiast maleć. Dodatkowe błędy obsługi reaktora (np. odłączenie systemów bezpieczeństwa reaktora), popełnione podczas prowadzenia niezbyt dobrze obmyślanego eksperymentu, doprowadziły do gwałtownego wzrostu mocy reaktora i w konsekwencji chemicznego wybuchu pary wodnej i wodoru. Zdemolowany został zbiornik reaktora, oraz budynek, w którym szybko rozprzestrzenił się pożar.

Przebieg awarii w dniu 26 kwietnia 1986 r. wyglądał w wielkim skrócie następująco:

- Brak chłodzenia rdzenia spowodował wyparowanie wody;
- Tworząca się para reagowała z cyrkonowymi koszulkami paliwa, w wyniku czego tworzył się wodór;
- Nastąpiły dwie eksplozje: pary wodnej i wodoru zmieszanego z atmosferycznym tlenem;
- Reaktor nr 4 z budynkiem zostały zniszczone, a w budynku wybuchł pożar;
- Rdzeń stopił się, a wybuch wyrzucił do atmosfery ogromne ilości materiału promieniotwórczego w postaci gazowej, aerozoli, fragmentów grafitu i odłamków rdzenia.

Grupa ratowników gasiła pożar, a z helikopterów zrzucano 5000 ton betonu, piasku i innych materiałów aby zmniejszyć emisję promieniotwórczego pyłu do atmosfery. Ratownicy pracujący wokół obiektu i z powietrza zostali narażeni na poważne dawki promieniowania jonizującego. W wyniku silnego napromienienia u 134 ratowników stwierdzono ostrą chorobę popromienną, a 28 z nich wkrótce zmarło (trzy inne natychmiastowe zgony spowodowane były różnego rodzaju urazami mechanicznymi i atakiem serca). Pozostałą grupę 106 ratowników wyleczono, a do roku 2010 zmarło w tej grupie 19 osób, co jest normalnym odsetkiem zgonów w grupie stuosobowej w czasie około 25 lat. Około 1000 osób otrzymało stosunkowo duże dawki. W strefie o promieniu około 30 km pracowało w latach 1986-1987 około 600 000 „likwidatorów”. Do dziś zanotowano ok. 6700 przypadków raka tarczycy – na szczęście w większości całkowicie wyleczalnych. Do ofiar tych nowotworów należy zaliczyć w dużej mierze dzieci.

Sam reaktor znajduje się obecnie (2014 r.) w osłonie betonowej („sarkofagu”), która w najbliższym czasie zostanie zamieniona na inną. Nowa osłona (rys. 34) ma umożliwić przeprowadzenie pod nią stopniowej rozbiórki reaktora. Koszty ekonomiczne awarii można oceniać na 13-14 miliardów USD. Przy tej okazji warto zauważyć, że

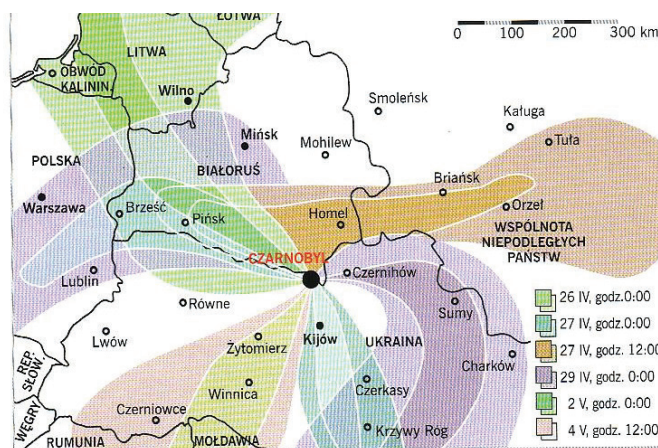
w budowę znaczącej części sarkofagu zaangażowana jest polska firma „Mostostal”. Wykonywana przez nią konstrukcja stalowej kopuły będzie miała 105 m wysokości, 150 m długości i 257 m szerokości. Przypadająca na sam Mostostal część zamówienia ma wartość 7 600 000 Euro!



Rys. 34. Sarkofag budowany przez francuską firmę NOVARKA. (Źródło: www.wired.co.uk/magazine/archive/2012/12/features/)

Analiza konstrukcji reaktora pokazała, że jej podstawowymi wadami były:

- tzw. dodatni współczynnik reaktywności podczas tworzenia się *pustek parowych* (pęcherzy) w chłodziwie. Nie wchodząc w szczegóły, niezamierzone zwiększenie temperatury i ilości bąbli pary powodowały wzrost mocy reaktora, podczas gdy w bezpiecznych rozwiązaniach dzieje się odwrotnie – reaktor wykazuje tendencje do wyłączania się;
- powolność układu wyłączania reaktora, a ponadto ze względu na konstrukcję układu prętów sterujących chwilowe, wspomniane wyżej, zwiększanie mocy podczas wsuwania ich pomiędzy elementy paliwowe;
- łatwość ręcznego blokowania układów bezpieczeństwa;
- brak obudowy bezpieczeństwa.



Rys. 35. Chmura radioaktywna z Charnobyla była roznoszona w różne strony. Jak pokazuje rysunek, z dnia na dzień zmieniał się kierunek wiatru, powodując powstanie opadu promieniotwórczego w różnych rejonach byłego ZSRR i ościennych państw (źródło: UNSCEAR)

Co ciekawe, jak się później okazało, podobna, choć o znacznie mniejszych skutkach, awaria reaktora typu RBMK miała miejsce w roku 1975 (elektrownia jądrowa Leningrad-1) i w roku 1982 (Czernobyl-1). Niestety, ówczesny system wewnętrznej informacji nie pozwolił na wyciągnięcie wszystkich wniosków z tych awarii.

Chmura radioaktywna, zmieniająca często kierunek (rys. 35) niosła materiały promieniotwórcze, które opadając na ziemię skażyły znaczne obszary wokół elektrowni jądrowej. Maksymalny poziom skażeń ^{137}Cs wokół Czarnobyla wyniósł 1480 kBq/m^2 . Wysiedlenia objęły 336 000 osób z terenów o obszarze $146 000 \text{ km}^2$ uznanych za skażone, przy poziomie skażeń wynoszącym 37 kBq/m^2 . *Nota bene*, podobne i większe skażenia wystąpiły w Polsce, Norwegii, Szwecji, Finlandii, UK, Austrii, Szwajcarii i innych krajach, w których nikogo nie wysiedlano. W bliskiej Czarnobyli miejscowości Prypeć moc dawki w dniu 26 kwietnia 1986 r. wynosiła 8760 mSv/rok (przy poziomie promieniowania naturalnego rzędu $2,5 \text{ mSv/rok}$), ale po tygodniu moc dawki spadła do ok. 19 mSv/rok , a po miesiącu do ok. $3,5 \text{ mSv/rok}$. Obecnie (rok 2014) w odległości rzędu 4 km od reaktora moc dawki odpowiada średniej światowej, a nawet jest niższa niż na wyłożonym granitem Placu Defilad w Warszawie.

Warto podkreślić, że pomimo najwyższego stopnia awarii (7 w skali INES) nie zginął nikt spoza personelu ratującego. Do dziś nie wykryto ani wzrostu zachorowań na białaczkę, ani wzrostu innych typów nowotworów poza stosunkowo łatwo wyleczalnymi rakami tarczycy. Przewidywane (przez tzw. Forum Czarnobylskie) dodatkowe zgony wywołane napromienieniem, to maksimum 4000 zgonów z powodu nowotworów w ciągu następnych 20. lub więcej lat. Pamiętajmy: ok. 20% wszystkich zgonów, to zgony nowotworowe. Te 4000 jest zatem liczbą niewykrywalną. Wg danych UNSCEAR¹⁸: zachorowania na nowotwory wśród ludności rosyjskich „terenów skażonych” pyłem z Czarnobyla są niższe (5-7%) niż w całej populacji Rosji. Niższa od normalnej o 15 – 30% jest też umieralność nowotworowa rosyjskich ratowników. Natomiast wśród przesiedleńców prawdziwą plagą są choroby o podłożu psycho-somatycznym. Największe agendy ONZ, jak WHO, UNICEF, UNSCEAR nie widzą dziś przeszkód w powrotach na tereny „skażone”.

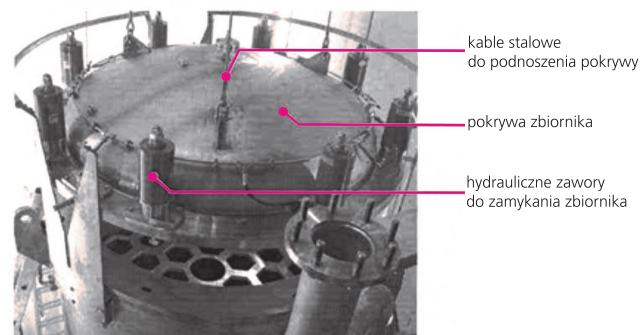
7.5 Paks (10.04.2004 r.)

W Paks na Węgrzech (rys. 36) pracują cztery reaktory typu WWER (rosyjski odpowiednik PWR) o mocy 500 MWe. Gwoli wspomnień, w niedosłej elektrowni jądrowej w Żarnowcu miały właśnie pracować reaktory tego samego typu.

Do incydentu 3-stopnia w skali INES doszło w dniu 10 kwietnia 2003 r. podczas czyszczenia zużytych elementów paliwowych w studzience poza reaktorem. Takie czyszczenie jest niezbędne, jako że po pewnym czasie użytkowania, na powierzchni elementów osadzają się tlenki, które obniżają kontakty termiczne z otoczeniem. Samo czyszczenie polega na zanurzeniu prętów w odpowiednich roztworach co zrobiono i w tym wypadku. Niestety zapomniano, że pozostawione w studzience elementy paliwowe są silnie ogrzewane dzięki tzw. ciepłu powyłączeniowemu. Po podniesieniu pokrywy zbiornika (rys. 37) wprowadzona do układu zimna woda spowodowała gwałtowne wrzenie wody, a następnie pęknięcie koszulek 30 elementów paliwowych i wybuch pary. Elementy te zostały całkowicie zniszczone.



Rys. 36. Elektrownia jądrowa w Paks



Rys. 37. Elektrownia w Paks: pokrywa zbiornika do czyszczenia paliwa

W całej tej sprawie zawiodła przede wszystkim Węgierska Agencja Energii Atomowej, która zaniedbała sprawdzenia technologii czyszczenia zużytych elementów paliwowych. Agencja ta zaufała bowiem firmie Siemens, że przedstawiona przez nią technologia czyszczenia jest sprawdzona i niezawodna. Niestety, zaufanie okazało się przedwczesne. Musiano na nowo opracować technologię oczyszczania basenu, a po rocznym przestoju reaktor wznowił pracę i obecnie pracuje normalnie. Wskutek opisywanej awarii nie ucierpiał nikt z personelu elektrowni, ani z okolicznej ludności.

7.6 Fukushima (11.03.2011 r.)

Ostatnia z wielkich awarii w energetyce jądrowej zdarzyła się w piątek 11 marca 2011 r. o godz. 15:36 czasu lokalnego (07:36 czasu polskiego) w elektrowni Fukushima Dai-ichi, (rys. 38). Jej dramatyczny przebieg był następujący.



Rys. 38. Elektrownia Jądrowa Fukushima Dai-ichi (fot. TEPCO)

Najpierw nastąpiło trzęsienie Ziemi ocenione na 9,0 w skali Richtera i przyspieszenia gruntu rzędu 5 m/s^2 . W latach 70.

¹⁸United Nation Scientific Committee for Effects of Atomic Radiation – Komitet naukowy ONZ ds. skutków promieniowania jonizującego – jedyny komitet naukowy ONZ, będący najbardziej prestiżowym ciałem naukowym podsumowującym skutki biologiczne promieniowania jonizującego.

ubiegłego stulecia, kiedy to instalowano tam reaktory wrzące (BWR), możliwość wystąpienia tak silnego trzęsienia nie była brana pod uwagę. Pomimo stosunkowo starego modelu (II generacja reaktorów), wszystkie reaktory „posłusznie” wyłączyły się – żaden z systemów bezpieczeństwa nie został uszkodzony i wszystkie zadziałały poprawnie. Zniszczone zostały natomiast linie elektroenergetyczne, co wymuszało korzystanie z awaryjnego zasilania w energię elektryczną realizowanego przy pomocy silników dieslowskich. Niestety, wkrótce przyszła fala tsunami o niespodziewanej wysokości, kilka metrów wyższej od maksymalnie przewidywanej. W pozwoleniu na budowę uwzględniono przygotowanie budynków na falę o wysokości 3,1 m. Oslony były podwyższane – w chwili nadejścia tsunami były przygotowane na fale o wysokości 5,7 m, jednak fala, która nadeszła, miała wysokość ok. 15 m – ostatnio w tym rejonie fala o takiej wysokości wystąpiła prawdopodobnie w IX w.

Woda unieruchomiła 10 z 13. generatorów Diesla, zalała instalacje elektryczne i zmyła część zbiorników z paliwem. Chociaż dwa generatory, położone nieco wyżej od pozostałych wciąż działały, nie były one w stanie dostarczać energii do elektrowni, gdyż woda zalała rozdzielnice. Jedyny działający generator zasiliał reaktory 5 i 6, które pozostały nienaruszone.

Reaktory zostały pozbawione chłodzenia, a konsekwencje były łatwe do przewidzenia. Utworzył się nadmiar pary i wodór, który po upływie doby od trzęsienia ziemi wybuchł w reaktorze nr 1 w wyniku kontaktu z tlenem. Dwa dni później nastąpił też wybuch wodoru w reaktorze nr 3, a po dalszych kilkunastu godzinach także w reaktorze nr 2. Zdemolowane zostały budynki reaktorów (rys. 39), a także niektóre baseny do przechowywania wypalonego paliwa, umieszczone w górnej części uszkodzonych budynków. Do reaktorów próbowano wtłaczać wodę za pomocą przewoźnych pomp. Po wyczerpaniu źródeł czystej wody rozpoczęto tłoczenie wody morskiej. Tłoczenie wody było utrudnione przez wysokie ciśnienie w reaktorach i obudowach bezpieczeństwa. Ostatecznie rozpoczęto wypuszczanie pary z obudów bezpieczeństwa, co spowodowało uwolnienie materiału promieniotwórczego do atmosfery.

Mniej brzemienne w skutki zdarzenia miały w tym czasie miejsce w innych elektrowniach jądrowych w Japonii. Niedaleko elektrowni Daii-chi pracowała w Fukushima inna elektrownia jądrowa – Daini (lub Fukushima 2). Pomimo wdarcia się do niej fali tsunami, utrzymane zostało zasilanie i nie doszło do uszkodzeń rdzeni. Stało się tak, gdyż nadchodząca fala była nieco niższa – miała około 9 metrów wysokości. Przez kilka dni występowały jednak problemy ze zrzutem ciepłej wody do morza, gdyż zalane zostały pompownie. W tym czasie konieczne było upuszczanie pary z reaktorów bezpośrednio do atmosfery. Zdarzenie to nie miało jednak poważnych skutków (zostało sklasyfikowane jako INES-3). Co więcej, oddalona o ok. 100 km elektrownia jądrowa Onagawa przeżyła bez poważnej szkody niemal identyczne warunki trzęsienia ziemi i tsunami – tam po prostu operator elektrowni znacznie lepiej zadbał o bezpieczeństwo całości instalacji (elektrownia była położona nieco wyżej). Podobna sytuacja miała też miejsce w elektrowni Tokai Daini, gdzie fala o wysokości ok. 4,5 metra zalała jedną z pompowni, ale obyło się bez poważnych skutków.



Rys. 39. Zniszczenia elektrowni 1-4 w elektrowni Daii-chi (źródło: Wikipedia Commons)

Skutki katastrofy są znaczne, zaś ich usunięcie zajmie jeszcze dużo czasu. Rząd japoński postawił sobie za cel całkowity demontaż zniszczonej elektrowni, co wymaga przewyciężenia wielu trudności.

W pierwszej kolejności, konieczne było usunięcie zalegających na terenie zakładu gruzu i śmieci naniesionych przez żywioł. Sytuację pogarszał jeszcze promieniotwórczy pył, uwolniony przy wybuchach. Prace te zostały już zrealizowane, a pomógł w tym sprzęt (koparki, wywrotki) zdalnie sterowany. Z pyłem poradzono sobie spryskując budynki specjalnym klejem.

Następnie przystąpiono do wznoszenia wokół reaktorów prowizorycznych hal, które mają osłonić je od pogody i umożliwić przeprowadzenie prac rozbiórkowych. Ten etap także już się zakończył. W następnej kolejności rozpoczęto wyciąganie paliwa z basenów przy reaktorach. Zostało to już częściowo wykonane w reaktorze 4-tym, gdzie dostęp do basenu nie nastęrcza trudności. W pozostałych reaktorach będzie to trudniejsze, gdyż ich budynki są częściowo zniszczone.

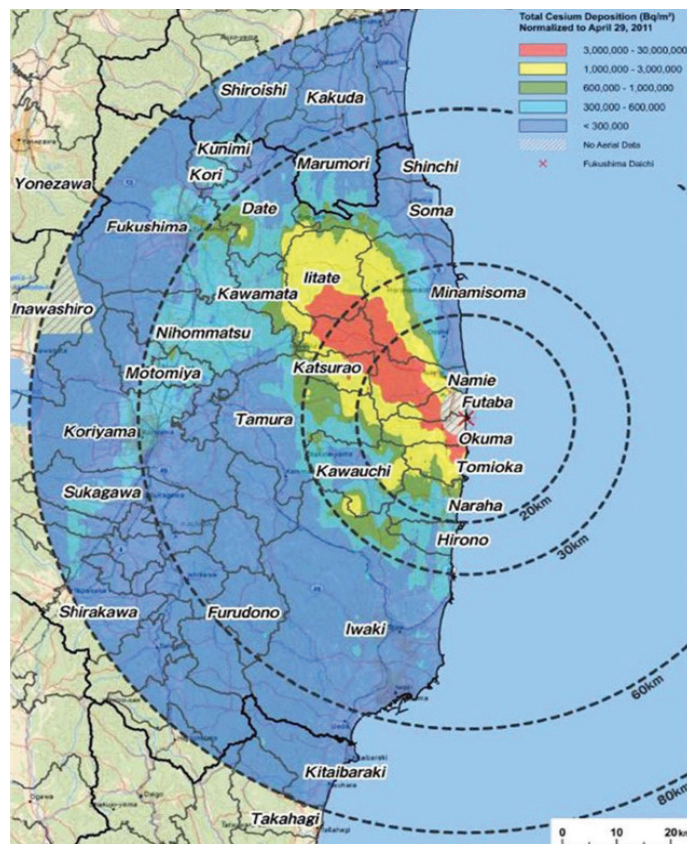
Dopiero po usunięciu paliwa będzie możliwe zabranie się za same reaktory i znajdujące się w nich stopione paliwo. Równolegle operator elektrowni stoi przed nieustającym problemem skażonej wody. Woda pompowana jest do reaktorów (cały czas konieczne jest chłodzenie, choć w bez porównania mniejszych ilościach niż na początku awarii). Stamtąd różnymi nieszczelnościami przedostaje się do piwnic, gdzie dodatkowo miesza się z nadpływającą tam wodą gruntową. Zatamowanie zarówno wycieków wody z układu chłodzącego, jak i pęknięć w fundamentach przez które do piwnic dostaje się woda gruntowa nie jest obecnie możliwe ze względu na trudności z ich zlokalizowaniem i wysoki poziom promieniowania. Z tego względu operatorowi pozostaje tylko jedna możliwość – wypompowywać skażoną wodę z piwnic i składować ją. Codziennie wypompowuje się jej około 400 metrów sześciennych i następnie przetacza się ją do przygotowanych w tym celu zbiorników, które pokrywają już większość terenu zakładu. Obecnie składowe się jej około 400 tysięcy metrów sześciennych. Z pewnymi problemami uruchomiona została instalacja filtrująca – oczyszczająca, która zmniejsza aktywność składowanej wody ale jak dotąd operator nie dostał zgody na spuszczenie jej do morza.

Aby tymczasowo rozwiązać problem wody rozpoczęto budowę bariery mającej zatamować napływ wód gruntowych

pod elektrownię. Bariera ta ma powstać przez zamrożenie pasa gruntu wokół elektrowni. Jest to technologia powszechnie stosowana na budowach przy zabezpieczaniu wykopów ale nigdy jeszcze nie była wdrażana na tak wielką skalę.

Jako rozwiązanie prowizoryczne zaczęto wypompowywać do morza czystą wodę ze studni położonych powyżej elektrowni. Ma to obniżyć poziom wód gruntowych i zmniejszyć ich napływ do piwnic, gdzie ulegają skażeniu. Zdarzenia w Fukushima często porównuje się z katastrofą w Czarnobylu i przypisuje się jej 7 stopień awarii w skali INES. Jednak należy zwrócić uwagę, że w wyniku tej katastrofy nikt nie zginął z powodu promieniowania, a także – być może poza niewielką liczbą raków tarczycy - nie zanotowano chorób związanych z promieniowaniem jonizującym. Awariom w reaktorach 1 – 3 przypisano stopień 5 w skali INES, zaś zdarzeniu we wszystkich reaktorach traktowanym razem – stopień 7¹⁹.

Na najsilniej skażonych terenach zanotowano moc dawki 91 $\mu\text{Sv/h}$, co daje roczną dawkę 798 mSv. Do roku 1955, kiedy to zmieniono normy ochrony radiologicznej, ochrona ta kierowała się *dawką tolerowaną* ok. 680 mSv/rok, a więc niewiele mniejszą niż maksymalna z zanotowanych wokół elektrowni. Oczywiście pozostają problemy skażonej wody, zniszczonych instalacji, pyłu z uszkodzonych budynków elektrowni i, przede wszystkim, stopionych, zalanych wodą morską (a więc bezpowrotnie zniszczonych) rdzeni. Te wszystkie poważne problemy są stopniowo rozwiązywane. Na rys. 40 pokazany jest rozkład skażeń izotopami ^{137}Cs i ^{134}Cs w promieniu 80 km wokół Fukushimy.



Rys. 40. Mapa opadu promieniotwórczego ceszu (suma ^{134}Cs i ^{137}Cs) na powierzchnię o promieniu 80 km wokół elektrowni jądrowej Dai-ichi w Fukushima, podana przez władze japońskie (MEXT). Kolor czerwony oznacza skażenie ponad 3 Megabekerele na metr kwadratowy gruntu (źródło: <http://www.iaea.org/newscenter/news/2011/fukushimafull.html>, 02.06.2011)

Podobnie jak w Czarnobylu i tu przeprowadzono ewakuację aż 160 000 osób, w tym 70 000 przymusowo. Wśród ewakuowanych spotykamy obecnie choroby na podłożu psycho-somatycznym, a także odnotowano ponad 1000 przypadków przedwczesnych zgonów z powodu stresu. Nie stwierdzono dodatkowej ekspozycji, związanej ze spożyciem potencjalnie promieniotwórczych pokarmów i wody.

Interesującą rzeczą jest, że przy prawdziwej histerii antynuklearnej, widać niemal zupełny brak zainteresowania straszliwymi skutkami naturalnego żywiołu. Trzęsienie ziemi i powstałe w jego wyniku tsunami, które zalało 500 km² terenu, spowodowały jednak ogromne straty, jak:

- śmierć 18 493 osób, 2683 osób uznanych za zaginione, 6217 osób rannych²⁰;
- całkowite zniszczenie ponad 250 000 budynków, a częściowe zniszczenia ponad 500 000;
- zniszczenie 22 000 łodzi rybackich i zalanie przez słoną wodę ponad 200 km² terenów rolniczych. Tereny te nie będą nadawały się do wykorzystania przez okres kilku lat.

Właśnie te konsekwencje żywiołów stanowią największy problem. Awaria reaktorów, choć o nadzwyczaj kosztownych skutkach, była i jest awarią przemysłową, z którą muszą uporać się odpowiednie służby. Nie mamy podstaw, aby przewidywać, że w przyszłości pojawi się znaczna liczba nadmiarowych nowotworów – tu doświadczenia z Czarnobyla pokazują jednoznacznie, jaki będzie rozwój wydarzeń. Propaganda antynuklearna rozpętana wokół wydarzeń fukushimskich, potęguje wrażenie zagrożenia, którego *de facto* nie ma. Potwierdziły to przeprowadzone w wielu krajach sprawdziany (tzw. *stress-testy*) reaktorów. Sprawdziany potwierdziły wysoki stopień bezpieczeństwa tych instalacji.

7.7 Cel podstawowy: ograniczenie błędów ludzkich

Wnioski, które zostały wyciągnięte z awarii w elektrowniach jądrowych, pokazują, że wielu z awarii dałoby się uniknąć, gdyby nie błędy popełnione przez personel. Należy zatem dążyć do zminimalizowania ryzyka pomyłek pracowników elektrowni jądrowej. W tym celu specjalnie projektuje się pomieszczenia kontrolne z minimalną liczbą wskaźników - ich liczba ulega ograniczeniu do tych najbardziej istotnych. Przyrządy pomiarowe rozmieszczone są w sposób jak najbardziej optymalny. Ponieważ doświadczenia pokazują, że w przypadku wystąpienia zdarzeń różnych od normalnej pracy elektrowni personel reaktora pracuje lepiej gdy rozumie zachodzące zjawiska, szkolenie operatora trwa minimum 3 lata (później operator odbywa ciągłe ćwiczenia na symulatorach). Ponadto, dwóch operatorów wspomaganych jest również przez trzecią osobę - eksperta od systemów bezpieczeństwa.

Szkolenie operatorów odbywa się z wykorzystaniem symulatora sterowni elektrowni jądrowej wykonanej w skali 1:1. Na takich instalacjach personel przygotowuje się na wypadek każdego z możliwych scenariuszy.

¹⁹<http://www.bbc.co.uk/news/world-asia-pacific-13045341>

²⁰z komunikatu Agencji Ministerstwa Spraw Wewnętrznych i Komunikacji Japonii, 2013

Inną sprawą są systemy bezpieczeństwa, które muszą być zaprojektowane w taki sposób aby jakakolwiek pomyłka jednego z pracowników nie spowodowała wydarzenia, które może doprowadzić do uszkodzenia rdzenia, a co najmniej jeden z systemów kontroli musi zasygnalizować tę pomyłkę (np. poprzez włączenie alarmu, albo załączenie systemu pomocniczego).

W przypadku awarii dochodzi duża dawka stresu. W związku z tym współczesne systemy bezpieczeństwa dają operatorowi około 30 minut na podjęcie działań - to czas, podczas którego nie może powstać poważna awaria. W tym czasie operator ma za zadanie śledzić, czy wszystkie elementy włączane są w odpowiednim czasie i kolejności.

8. O rozwoju techniki reaktorowej

Mimo stosunkowo długiego okresu przestoju w budowaniu nowych reaktorów, koncepcje ich budowy systematycznie rozwijały się, gdyż celem było nie tylko zwiększenie bezpieczeństwa konstrukcji, ale także odpowiedź na zwiększające się potrzeby energetyczne ludzkości. W niniejszym rozdziale opowiemy o kilku takich nowych koncepcjach.

8.1 Małe Reaktory Modułowe

W rozdziale 2 opisywaliśmy istotę pasywnych systemów bezpieczeństwa, które są podstawowymi elementami decydującymi o rozwoju techniki reaktorowej. Innym kierunkiem jest upraszczanie konstrukcji oraz czynienie jej modułową. Ta ostatnia cecha dotyczy reaktorów małej mocy, które mogłyby pracować w aglomeracjach miejskich, a w miarę wzrostu zapotrzebowania na energię, można byłoby je rozbudowywać.

Przez wiele lat w energetyce jądrowej dało się obserwować dążenie do zwiększania mocy budowanych reaktorów. Uzasadniano to efektem skali, czyli zasadą, że większy obiekt będzie tańszy w przeliczeniu na jeden kilowat mocy, co dotyczyć miało zarówno kosztów budowy jak i eksploatacji. Od kilku lat daje się jednak zauważyć tendencję odwrotną – dążenie do projektowania reaktorów małych i średnich (ang. *SMR - Small & Medium Reactors*). Zwolennicy tego kierunku zmian wskazują na następujące korzyści:

- Możliwość uproszczenia konstrukcji reaktora;
- Możliwość przeniesienia części prac z placu budowy do fabryki, gdzie będą one mniej kosztowne. Proponowane rozwiązania różnią się stopniem wykorzystywania tej możliwości. W niektórych przypadkach przewiduje się nawet, że z fabryki na plac budowy przywieziony zostanie cały reaktor wraz z obudową bezpieczeństwa. Wszelkie prace budowlane i instalacyjne będą jednak wciąż musiały być wykonane na placu budowy;
- Możliwość seryjnej produkcji identycznych modułów i oszczędności z tego wynikające;
- Mniejsze wymagania dla sieci elektroenergetycznej. Obecnie w krajach rozwiniętych lokalizacja nowych linii elektroenergetycznych staje się coraz trudniejsza ze względu na komplikujące się przepisy ochrony środowiska. Budowa elektrowni jądrowych o stosunkowo niewielkiej mocy mogłaby pomóc ominąć

ten problem. W Stanach Zjednoczonych przewiduje się, że dobrymi miejscami pod budowę takich obiektów byłyby miejsca po wyłączanych, przestarzałych elektrowniach węglowych;

- Możliwość wytwarzania ciepła do celów grzewczych. Skojarzenie produkcji energii elektrycznej z produkcją ciepła dla przemysłu bądź ogrzewania miast mogłoby znacząco poprawić bilans ekonomiczny elektrowni (elektrociepłowni) jądrowej. Bloki wielkiej mocy nie nadają się do tego celu ze względu na konieczność lokalizowania ich w znacznym oddaleniu od miast. Ponadto ich moc jest zwykle zbyt duża nato aby nawet duży zakład przemysłowy był w stanie w całości zagospodarować wyprodukowane ciepło.

Odrębną kwestią jest licencjonowanie takich reaktorów. W przeszłości każdy kolejny obiekt jądrowy był rozpatrywany oddzielnie, niemal od zera. Zajmowało to dużo czasu i pochłaniało dużo środków. Z tego powodu rozważa się obecnie (w szczególności w nowych regulacjach USA²¹ i Wielkiej Brytanii) procedurę, zgodnie z którą projekty reaktorów będą otrzymywać od dozoru jądrowego „świadectwo dopuszczenia typu” co uprości procedury wydawania zezwolenia na budowę. Wprowadzenie tego rozwiązania na szerszą skalę spowodowałoby rozwój technologii SMR, gdyż obniżałoby koszty związane z otrzymaniem licencji.

Opiszemy teraz kilka rozwiązań proponowanych przez firmy niektórych krajów.

8.1.1 Przykłady technologii SMR

8.1.1.1 Babcock & Wilcox mPower

Projekt mPower firmy Babcock and Wilcox dotyczy reaktora ciśnieniowego o mocy 180 MWe. Ważną cechą projektu (wspólną dla wielu SMR-ów) ma być zintegrowanie reaktora, wytwornicy pary i stabilizatora ciśnienia w jeden pionowy zbiornik (rys. 41), a umieszczenie wytwornicy pary bezpośrednio nad reaktorem ułatwia powstawanie cyrkulacji naturalnej i odbiór ciepła powyłączeniowego w warunkach awaryjnych.

Producent przewiduje budowę reaktorów mPower parami w blokach po 360 MWe. W przypadku lokalizacji pozbawionej dostatecznej ilości wody ma być możliwe zastosowanie chłodzenia skraplacza powietrzem, co jednak pociągnie za sobą obniżenie mocy bloku do 310 MWe.

Projekt mPower otrzymał z amerykańskiego Departamentu Energii dofinansowanie w wysokości 150 milionów USD. Dzięki tym funduszom (a także oczekiwanej kolejnej transzy w wysokości 226 mln. USD), konsorcjum planuje do roku 2022 uzyskać niezbędne zezwolenia i zbudować prototyp. Jako lokalizację wybrano stan Tennessee²².

²¹10 CFR 52

²²http://world-nuclear-news.org/NN-SMR_funding_signed_sealed_and_delivered-1604137.html

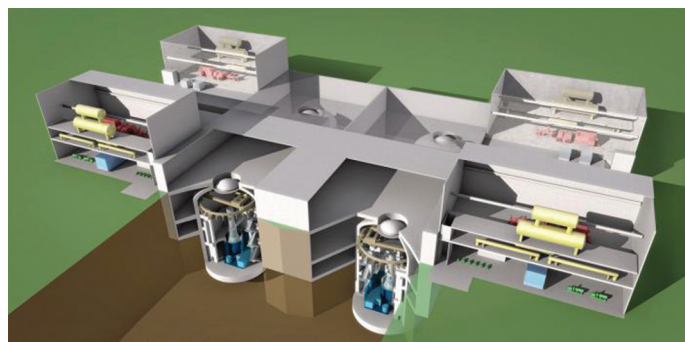


Rys. 41. Przekrój przez reaktor mPower (źródło: materiały B&W)

8.1.1.2 NuScale

Firma NuScale została utworzona w celu komercjalizacji prac badawczych wykonanych na Uniwersytecie Stanowym Oregon. Obecnie głównym właścicielem jej udziałów jest koncern Fluor. W grudniu 2013 roku projekt NuScale otrzymał dofinansowanie z amerykańskiego Departamentu Energii, które ma pokryć około 50% kosztów zaprojektowania i zbudowania prototypu.

Projekt NuScale (rys. 42) jest w zasadniczych założeniach bardzo podobny do opisanego wyżej projektu mPower z jednym zasadniczym wyjątkiem: projektowany reaktor ma być znacznie mniejszy i produkować 45 MWe. Taka mała moc skutkuje koniecznością stawiania wielu (producent mówi nawet o kilkunastu) reaktorów w jednej lokalizacji.



Rys. 42. Przewidywany wygląd hali reaktorów NuScale. Moduły reaktorów są umieszczone w basenie pod ziemią (źródło: materiały firmy NuScale)

Mała moc reaktora ma jednak również zalety. Według producenta, cała obudowa bezpieczeństwa wraz ze wszystkimi komponentami (w tym reaktorem) ma stanowić jeden moduł o długości ok. 25 metrów i średnicy ok. 4,5 metra, który będzie można transportować na plac

budowy barką lub niskopodłogową platformą. Ma to w radykalny sposób zredukować nakłady pracy na placu budowy.

8.1.1.3 KLT-40S

Rosja posiada długą tradycję budowy małych reaktorów ciśnieniowych, głównie dla swoich okrętów podwodnych. W kraju tym funkcjonuje także flota kilku atomowych lodołamaczy, rutynowo pracujących na morzu arktycznym. Doświadczenia te zostały wykorzystane przy projekcie pływającej elektrowni jądrowej.

Prototyp takiej barki-elektrowni, noszący nazwę „Akademik Łomonosow”, jest obecnie budowany w Murmańsku. Jego uruchomienie przewiduje się na rok 2016. Docelowo barka ma dostarczać 70 MW energii elektrycznej oraz ciepło dla osady Pewek położonej w Czukockim Okręgu Autonomicznym²³. Pływająca barka-elektrownia, (rys. 43), wydaje się dobrym rozwiązaniem dla miejsc takich jak Pewek – obszarów górniczych położonych na dalekiej północy, w których, ze względu na klimat, zapotrzebowanie na ciepło jest duże, a koszt dostawy opału bardzo wysoki. Na pokładzie barki ma być składowane paliwo potrzebne na 10 do 12 lat pracy reaktora. Producent ma nadzieję rozpocząć seryjną produkcję tego typu barek dla różnych odbiorców na obszarach pozbawionych rozbudowanej infrastruktury energetycznej.



Rys. 43. Wygląd barki „Akademik Łomonosow” po zbudowaniu (źródło: Technika Morska)

8.1.1.4 SMART

SMART jest południowokoreańskim projektem małego reaktora typu PWR ze zintegrowaną wytwornicą pary (podobnie jak mPower i NuScale). W 2012 roku projekt otrzymał od koreańskiego dozoru jądrowego świadectwo dopuszczenia typu.

SMART ma posiadać moc cieplną 330 MW i elektryczną 100 MW. Rozważa się także kombinację, w której reaktor będzie współpracował z instalacją do odsalania wody morskiej, produkując 90 MW energii elektrycznej i dodatkowo 40 000 m³ wody na dobę. Projekt powstał jako wspólne przedsięwzięcie rządu oraz przemysłu i ma być oferowany na eksport dla krajów rozwijających się. Brak jest jednak, jak dotąd, zamówień²⁴ na ten typ reaktora.

²³http://world-nuclear-news.org/NN-Reactors_installed_on_floating_plant-0110134.html

²⁴<http://www.world-nuclear.org/info/Nuclear-Fuel-Cycle/Power-Reactors/Small-Nuclear-Power-Reactors/>

8.1.1.5 HTR-PM

Budowany w Chinach reaktor wysokotemperaturowy HTR-PM jest przedstawicielem tzw. czwartej generacji i szerszy jego opis czytelnik znajdzie w następnym rozdziale.

W tym miejscu zaznaczymy jedynie, że reaktor ten ma moc cieplną 250 MW, zamienianą następnie na 105 MWe (co oznacza sprawność 42%) i ma być budowany w zespołach po sześć, pracujących ze wspólną turbiną parową.

W rezultacie HTR-PM jest najbardziej dziś zaawansowanym projektem reaktora modułowego IV generacji.

8.2 Generacja IV

8.2.1 Reaktory prędkie

Neutrony powstające w procesie rozszczepienia są tzw. neutronami prędkimi - mają. energie kinetyczne rzędu megaelektronowoltów (MeV). Dla zastosowań w normalnym reaktorze ta energia jest jednak zbyt wielka – rozczepienie uranu ²³⁵U jest bowiem łatwiejsze przy małych energiach. Aby takie uzyskać – neutrony spowalnia się w ośrodku zwanym moderatorem. Zazwyczaj jest to woda bądź (rzadziej) grafit. Istnieje jednak możliwość skonstruowania reaktora, pracującego bez moderatora, na neutronach prędkich. Technologia takich reaktorów oferuje trzy zasadnicze korzyści w porównaniu do zwykłych reaktorów lekkowodnych. Są to:

- Możliwość zamknięcia cyklu paliwowego, tj. wielokrotnego poprawienia stopnia wykorzystania zasobów uranu;
- Możliwość „dopalania” zużytego paliwa z innych reaktorów i tym samym zmniejszania ilości odpadów promieniotwórczych, kierowanych do podziemnych składowisk odpadów;
- Możliwość pracy w wyższych temperaturach i tym samym podniesienia sprawności turbin.

Pomimo wymienionych zalet, problemem jest wyższy koszt instalacji 4-tej generacji. Ponadto, ceny uranu są dzisiaj na tyle niskie, że nie sprzyja to wydawaniu dużych funduszy na technologie mające zmniejszyć jego zużycie. Z tego względu na reaktory prędkie patrzy się w większości państw jak na urządzenia przydatne przede wszystkim do „spalania” odpadów promieniotwórczych. Kwestia poprawy efektywności wykorzystywania zasobów uranu jest spychana na plan dalszy, do zrealizowania po spodziewanym wzroście jego cen w przyszłości.

Najpoważniejszym problemem związanym z budową reaktora na neutrony prędkie jest dobranie odpowiedniego chłodziwa. Nie może ono spowalniać (moderować) neutronów, a więc nie może to być woda. Jako alternatywę dla wody wymyślono więc metale, które po stopieniu dają się pompować jak każda inna ciecz. W tabeli 8.1 podajemy wartości istotnych parametrów chłodziw dla reaktorów chłodzonych różnymi płynnymi metalami.

Tabela 8.1 Zestawienie parametrów płynnych metali stosowanych, bądź przewidywanych jako chłodziwa w reaktorach²⁵

	Sód	Ołów	Stop ołów – bismut
Temperatura topnienia [°C]	98	327	125
Temperatura wrzenia [°C]	883	1745	1670
Gęstość przy 450°C [kg/m³]	845	10520	10150
Ciepło właściwe przy 450°C [kJ/kg/K]	1,23	0,127	0,128

8.2.2 Czy reaktor jądrowy może wytwarzać paliwo sam dla siebie?

Najszybsza odpowiedź na postawione tu pytanie jest – tak!. Tak dzieje się w reaktorze powielającym (*ang. breeder reactor*). W istocie rzeczy, pierwszy z reaktorów energetycznych, który powstał w 1951 r. w Idaho, USA, był właśnie reaktorem powielającym. Jak pamiętamy, współczesne reaktory pracują w oparciu o reakcję rozszczepienia izotopu ²³⁵U, podczas gdy izotop ²³⁸U jest traktowany raczej jako pochłaniacz lub rozpraszacz neutronów. Tymczasem, dla neutronów przekraczających energię rzędu 1 MeV, izotop ten jest rozszczepialny, a w wypadku neutronów o niskich energiach reakcja neutronu z tym nuklidem prowadzi do powstawania rozszczepialnego izotopu plutonu, a mianowicie ²³⁹Pu. Jeśli tak, to naturalną rzeczą są oczekiwania, że wykorzystanie tej reakcji oznacza możliwość tworzenia paliwa reaktorowego w trakcie pracy reaktora. Mówimy, że izotop ²³⁸U jest *paliworodny*²⁶. Podobnie, izotop ²³²Th jest izotopem paliworodnym, z którym wiąże się duże nadzieje, że w przyszłości zastąpi uran. W wypadku toru, w reakcji z neutronami tworzy się (choć nie bezpośrednio) rozszczepialny ²³³U.

Możliwość tworzenia paliwa w trakcie pracy reaktora jest atrakcyjna, jednak należy zdawać sobie sprawę zarówno z tempa tworzenia się tego paliwa, jak i jego praktycznej użyteczności. Jeśli popatrzymy na współcześnie działające reaktory, zauważymy, że w zasadzie reaktory powielające nie są używane. Dzieje się tak za sprawą prostej ekonomii. Tak długo, jak cena uranu i uranowego paliwa reaktorowego będzie odpowiednio niska, budowa reaktorów powielających będzie nieopłacalna. I będzie tak się działo pomimo faktu, że reaktory powielające są w stanie wykorzystać niemal pełną energię zawartą w uranie lub torze, podczas gdy reaktory lekkowodne (PWR, BWR) wykorzystują ją zaledwie w ok. 1%. Istnieją oceny mówiące, że reaktory powielające, które wykorzystywałyby też uran zawarty w wodzie morskiej, mogłyby – przy dzisiejszej konsumpcji energii - zapewnić ludzkości energię elektryczną na okres przekraczający miliony lat! Nie bez znaczenia jest też fakt, że tego typu reaktory mogłyby efektywnie rozszczepiać aktynowce gromadzące się w wypalonym paliwie, co sprzyałoby łatwości przechowywania ostatecznej pozostałości wypalonego

²⁵http://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/P1567_web.pdf

²⁶Tak się w zasadzie dzieje i w typowych reaktorach lekkowodnych, w których powstaje ²³⁹Pu – powstaje on jednak w znacznie mniejszym tempie niż następuje wypalanie ²³⁵U

paliwa. Wysokoaktywne wypalone paliwo, po usunięciu z niego aktywności (pluton, ameryk, kiur), zmniejsza swój czas rozpadu promieniotwórczego do około 700 lat, przy czym jest to czas, w którym osiąga ono aktywność rudy uranowej w skorupie ziemskiej. Gwoli przypomnienia: wypalone paliwo, które nie podlega żadnemu podobnemu procesowi, osiąga poziom promieniowania rudy uranowej w ziemi dopiero po około 100 000. lat składowania!

Ze względów technicznych – zapewnienia procesu powielania paliwa – stosowne reaktory powinny wykorzystywać przede wszystkim neutrony prędkie. Ostatecznie takie reaktory mogą spełniać trzy funkcje:

- producenta paliwa (dzięki tworzeniu pierwiastków transuranowych tj. wszystkich cięższych od uranu²⁷), dzięki czemu zapotrzebowanie na paliwo może spaść nawet stukrotnie w stosunku do obecnego zapotrzebowania na paliwo w reaktorach lekkowodnych;
- konwertera zapewniającego zrównoważenie produkcji i konsumpcji transuranów;
- urządzenia do transmutacji długożyciowych pomniejszych aktywności²⁸ i innych izotopów do izotopów o krótkim czasie życia.

Pomimo potencjalnych zalet reaktorów na neutrony prędkie, istnieją też wady, do których zalicza się znacznie większą gęstość energii w rdzeniu niż w reaktorach lekkowodnych, bardzo krótki czas życia neutronów i małą liczbę neutronów opóźnionych (zaledwie 0,35% w stosunku do ok. 0,6% w reaktorach lekkowodnych). Pierwszy czynnik powoduje, że w reaktorze mogą następować szybkie zmiany temperatury. Jednocześnie oznacza on małe rozmiary rdzenia i możliwość szybkiego (w czasie krótszym niż 1 s) wyłączenia reaktora. Pozostałe, choć teoretycznie utrudniające sterowanie reaktorem, w rzeczywistości nie stanowią bardzo poważnego problemu technicznego, co związane jest ze specyfiką pracy przy wykorzystywaniu neutronów prędkich.

8.2.2.1 SFR (Sodium-Cooled Fast Reactor)

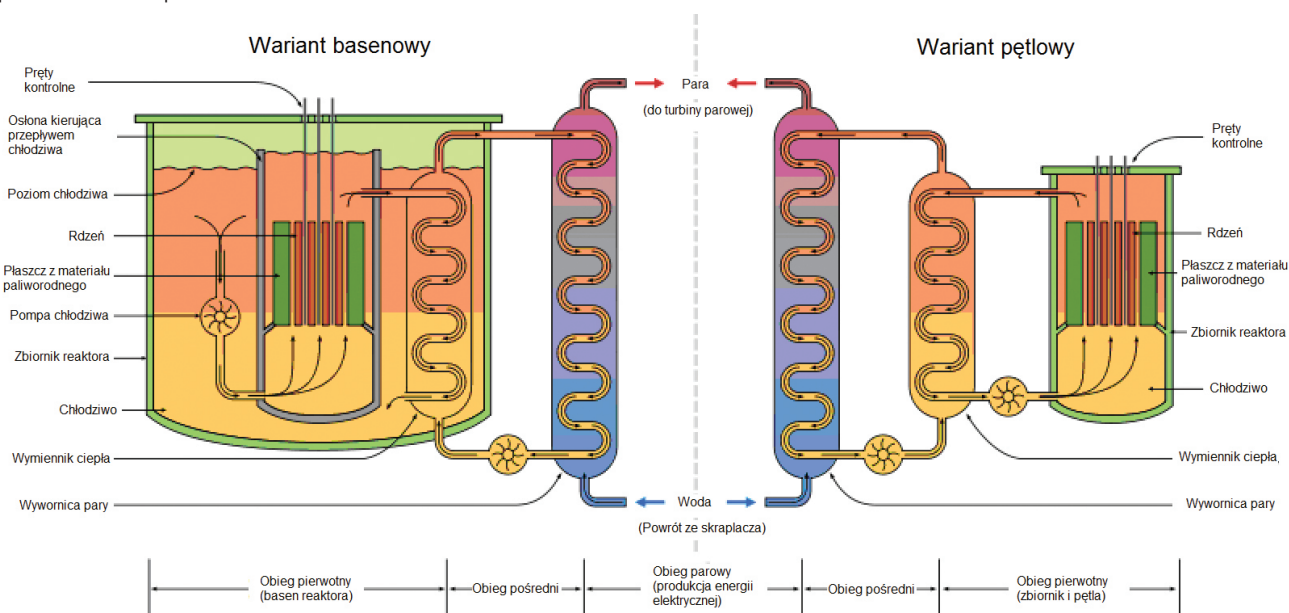
Reaktor na neutrony prędkie musi posiadać chłodziwo, które nie spowalnia i nie pochłania neutronów.

Pierwszym wyborem materiału chłodziwa, zarówno w USA jak i w b. ZSRR, była rtęć. Rtęć jest, jak wiemy, jedynym metalem który w temperaturze pokojowej znajduje się w stanie płynnym. Ponadto rtęć jest metalem ciężkim, a więc nie spowalnia neutronów. Istotnymi jej wadami pozostają natomiast: wysoka toksyczność, połączona z wysokim ciśnieniem par rtęci, niska temperatura wrzenia (reaktor nie może zatem pracować w wysokich temperaturach) i korozyjność. Te cechy spowodowały, że zastosowanie rtęci ograniczyło się do pojedynczych prototypów.

Wyborem alternatywnym jest sód. Sód jest metalem lekkim, a więc należy się spodziewać, że będzie nieco spowalniał neutrony. Nie ma natomiast wad rtęci. Pewnym problemem jest temperatura topnienia (98°C, patrz Tabela 8.1). Z tego względu reaktor sodowy (rys. 44) musi być cały czas podgrzewany aby uniknąć zestalenia sodu w obiegach. Jest to niewygodne, natomiast nie jest żadną poważną przeszkodą.

Sód posiada natomiast inną istotną wadę – silnie reaguje z powietrzem i wodą. Z tego względu wszelkie rurociągi i instalacje zawierające sód trzeba wykonywać jako dwupłaszczowe, z przestrzenią pomiędzy rurami wypełnioną gazem obojętnym. Oprócz tego instaluje się skomplikowane systemy diagnozowania przecieków. Wszystko to znacząco podnosi koszt instalacji. Sąsiedztwa sodu z wodą nie da się jednak całkowicie wyeliminować, bowiem turbina zasilająca generator zasilana jest zwykłą parą, produkowaną w wytwornicy ogrzewanej przez sód. Aby zmniejszyć skutki radiologiczne potencjalnego przecieku, wprowadza się zatem dodatkowy, pośredni, obieg sodu. Sód znajdujący się w nim nie ma bezpośredniej styczności z rdzeniem reaktora i nie jest radioaktywny. Rozwiązanie to rodzi jednak kolejne koszty.

Na rys. 44 pokazane są dwie możliwe konfiguracje reaktora chłodzonego ciekłym sodem. W wypadku rozwiązania pętlowego chłodziwo cyrkuluje poza zbiornikiem reaktora, choć wewnątrz osłony biologicznej, niezbędnej ze względu na obecność promieniotwórczego izotopu ²⁴Na w obiegu



Rys. 44. Diagram pokazujący schematycznie reaktor sodowy w wariacie basenowym (po lewej) i pętlowym (po prawej) (źródło: Wikipedia Commons)

²⁷Wszystkie transuranowce są jednocześnie aktywnościami

²⁸Wszystkie aktywności poza uranem i plutonem, a więc neptun, ameryk, kiur, berkel, kaliforn, einstein i ferm

chłodzenia. Gdy przyjmuje się rozwiązanie typu basenowego, pierwotne wymienniki ciepła i pompy zanurzone są w zbiorniku reaktora. Rozwiązanie to umożliwia zmniejszenie długości kosztownych rurociągów, chociaż za cenę budowy większego zbiornika reaktora.

Pomimo tych problemów, technologia reaktorów sodowych może być uznana za najdojrzalszą ze wszystkich technologii 4-tej generacji. Na świecie w przeszłości zbudowano pewną liczbę instalacji tego typu. Trwają też prace nad kolejnymi reaktorami. Omówimy podejścia kilku krajów do konstrukcji i chłodzenia reaktorów prędkich chłodzonych sodem.

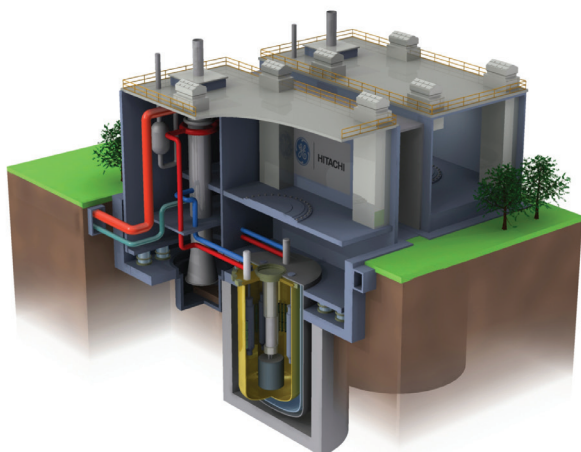
8.2.2.2 USA – reaktor PRISM

Stany Zjednoczone posiadają długą tradycję prac nad reaktorami prędkimi. W USA został uruchomiony pierwszy na świecie reaktor prędkiej „Clementine” (chłodzony rtęcią), a następnie cały szereg obiektów badawczych, w których do chłodzenia stosowano sól bądź stop sodu z potasem.

W Stanach Zjednoczonych zbudowano ponadto jeden reaktor o charakterze „pilotażowym” (Fermi-1, pracował 1969-1972) oraz podjęto szeroko zakrojony program budowy obiektu pełnoskalowego „Clinch River Breeder Reactor Plant” (CRBRP). Ze względu na nieplanowany wzrost kosztów i komplikacje polityczne program ten został ostatecznie anulowany. Podobny los spotkał prowadzony nieco później program „Integral Fast Reactor” (IFR).

Obecnie firma General Electric – Hitachi, bazując na tamtych doświadczeniach, promuje projekt reaktora PRISM. Reaktor PRISM (rys. 45), dysponując mocą elektryczną 311 MW, ma być elementem zakładu elektrochemicznej przeróbki paliwa. Taki zakład ma przyjmować wypalone paliwo z „konwencjonalnych” (lekkowodnych) elektrowni jądrowych, ekstrahować z niego aktywność i następnie wypalać je w reaktorze PRISM. W rezultacie funkcjonujący zakład będzie nie tylko dostarczał dodatkowej energii, ale także rozwiązywał problem długotrwałego składowania wypalonego paliwa. Ostatecznie powstałych odpadów będzie bowiem mniej i będą one miały krótszy czas życia.

Technologia PRISM jest oferowana kilku krajom. Jednym z nich jest Wielka Brytania, mająca problem z zapasami plutonu, nagromadzonymi w czasie Zimnej Wojny.



Rys. 45. S-PRISM (GE Hitachi); Power Reactor Innovative Small Module <http://en.wikipedia.org/wiki/S-PRISM>

8.2.2.3 Francja²⁹ - reaktor ASTRID

Francja również posiada bogate doświadczenie w materii reaktorów prędkich chłodzonych sodem. Pierwszy reaktor tego typu we Francji „Rhapsodie”, o mocy cieplnej 20 MW, uruchomiono w 1968. W następnej kolejności, w 1973 roku, uruchomiono znacznie większy „Phenix” (250 MWe), który pracował do 2007 roku (w zestawieniu IAEA(2007) podano 140 MWe).

Kolejną konstrukcją, o mocy 1200 MWe, był uruchomiony w 1986 roku „Superphenix”. Projekt ten był trapiący przez szereg problemów technicznych, takich jak wycieki sodu. Doszło też do zawalenia się dachu hali turbin na skutek opadów śniegu. Nałożyły się na to protesty społeczne (doszło nawet do ataku terrorystycznego na plac budowy) oraz prawne (w 1991 unieważniona została licencja na eksploatację, jej powtórne wydanie zajęło trzy lata). W rezultacie tych problemów reaktor częściej stał niż pracował. Ponadto relatywnie niskie ceny uranu w latach 80-ych i 90-ych XX w. stawiały pod znakiem zapytania ekonomiczny sens całego przedsięwzięcia. Ostatecznie w 1997 roku reaktor zamknięto, do czego przyczyniło się wejście partii Zielonych do ówczesnej koalicji rządowej.

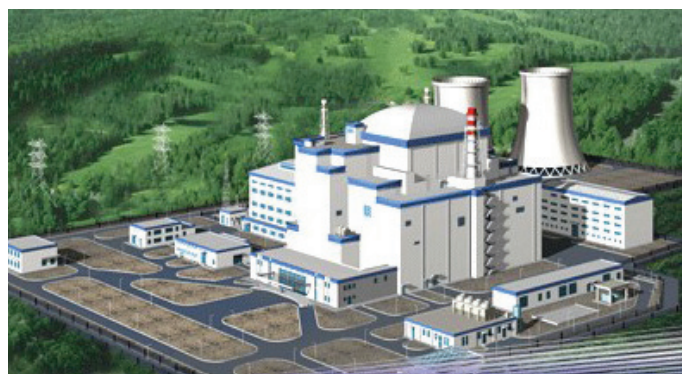
Obecnie we Francji trwają prace projektowe (przyznano na nie budżet w wysokości 650 mln Euro) nad kolejnym reaktorem prędkim nazwanym ASTRID (rys. 46). Ma on posiadać moc 600 MWe, jego uruchomienie zaś (jeżeli zapadnie decyzja o budowie) przewiduje się w 2020 roku³⁰.



Rys. 46. Makieta projektowanego reaktora Astrid

8.2.2.4 Chiny³¹- reaktor CEFR

W 2011 roku w Chinach został podłączony do sieci Reaktor CEFR (*China Experimental Fast Reactor*) o mocy elektrycznej



Rys. 47. Widok reaktora CEFR

²⁹<http://www.princeton.edu/sgs/publications/sgs/archive/17-1-Schneider-FBR-France.pdf>

³⁰http://www.world-nuclear-news.org/NN_Bouygues_joins_Astrid_project_2806121.html

³¹<http://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2013/2013-09-11-09-13-TM-NPTD/7.yang.pdf>

20 MW (rys. 47). W założeniach jest to prototyp przeznaczony do wypróbowania rozwiązań, które mają być zastosowane w znacznie większym reaktorze CFR-600 o mocy 600 MWe³². CFR-600 ma z kolei być prototypem komercyjnego reaktora CFR-1000. W chwili obecnej trwają prace projektowe i jako daty uruchomienia obu konstrukcji podaje się odpowiednio lata 2023 i 2030³³ r.

8.2.2.5 Indie – reaktor PFBR

W Indiach (Kalpakkam) od końca lat osiemdziesiątych funkcjonuje mały (40 MW cieplnych) reaktor FBTR (*Fast Breeder Testing Reactor*), oparty na francuskim projekcie „Rhapsodie”. Na podstawie doświadczeń zebranych przy eksploatacji FBTR, w jego sąsiedztwie powstaje obecnie (2014 r.) znacznie większy reaktor PFBR (*Prototype Fast Breeder Reactor*) o mocy 500 MWe. Na jego podstawie planuje się seryjną budowę kolejnych obiektów tego typu.

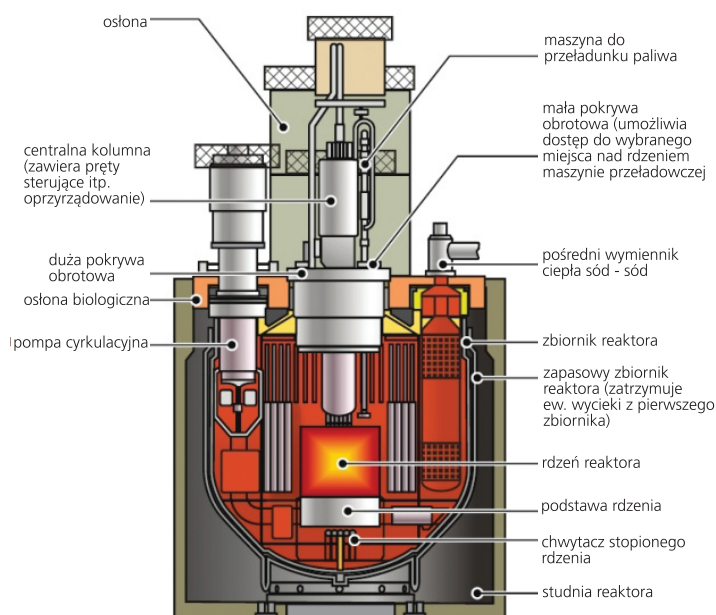
8.2.2.6 Rosja (d. ZSRR) – reaktory typu BN

Rozwój techniki reaktorów prędkich w dawnym ZSRR przebiegał bardzo podobnie jak w USA. Pierwszy uruchomiony reaktor (BR-2, 1955 r.) o mocy cieplnej zaledwie 100 kW wykorzystywał rtęć jako chłodziwo. Kolejne, większe konstrukcje (BR-5, BR-10, BOR-60) używały już stopu sodu z potasem, bądź samego sodu.

Pierwszym energetycznym reaktorem sodowym w ZSRR był BN-350, uruchomiony w 1972 roku w okolicach Aktau (ówczesne Szewczenko) w Kazachstanie. BN-350 był jednym z najbardziej udanych przedstawicieli technologii reaktorów sodowych. Przez ponad dwadzieścia lat produkował energię elektryczną (125 MWe), zaś wytwarzana w nim para służyła do zasilania aparatury do destylacji wody morskiej. Wydajność całego systemu wynosiła 100 000 m³ wody na dobę³⁴. Po rozpadzie Związku Sowieckiego BN-350 został wyłączony ze względu na koszty zakupu paliwa.

Kolejnym krokiem był reaktor BN-600. Uruchomiono go w 1980 roku i pracuje on do dziś z wysokim stopniem niezawodności. Główną różnicą technologiczną pomiędzy BN-350 a BN-600 jest umiejscowienie wymienników ciepła sód-sód. W BN-350 znalazły się one na zewnątrz zbiornika reaktora, zaś w BN-600 umieszczono je wewnątrz tegoż zbiornika. Zbiornik reaktora musiał być w rezultacie znacznie większy, ale za to można było zredukować ilość niezbędnego kłopotliwego systemu rurociągów do sodu (patrz rys. 44).

Obecnie w Rosji trwa budowa nowego reaktora sodowego. Ma on się nazywać BN-800 (rys. 48) i mieć moc elektryczną 880 MW. Jego konstrukcja bazuje na sprawdzonym BN-600. Budowę rozpoczęto w 1983 roku ale po upadku ZSRR została ona przerwana. W 2006 budowę wznowiono i obecnie (2014) jest ona na ukończeniu³⁵. W planach jest także większy reaktor, BN-1200. Jako datę jego uruchomienia podaje się orientacyjnie rok 2020.



Rys. 48. Przekrój reaktora BN-800³⁶

8.2.2.7 Japonia

Japonia w przeszłości posiadała dość ambitny program rozwoju reaktorów powielających chłodzonych sodem. W 1978 roku uruchomiono reaktor „JOYO” o mocy cieplnej 50 MW, zwiększonej następnie do 140 MW³⁷. Następnie zbudowano znacznie większy (280 MW elektrycznych) „MONJU”, który przyłączono do sieci w 1995 roku.

Obecnie oba reaktory są nieczynne po awariach odpowiednio w 2007 i 1995 roku³⁸. Aktualna (2014 r.) sytuacja polityczna w Japonii rodzi duże wątpliwości, czy program reaktorów prędkich w tym kraju będzie w ogóle kontynuowany.

8.2.3 Reaktor prędkie chłodzony ołowiem lub eutektyką ołów-bismut : LFR (*Lead and Lead-Bismuth-Cooled Fast Reactor System*)

Koncepcja reaktora chłodzonego ołowiem (rys. 49) stanowi interesującą alternatywę dla reaktora sodowego, któremu poświęciliśmy większą uwagę w rozdziale 7.2.6. Ołów nie posiada największej wady sodu, jaką jest gwałtowność jego reakcji z wodą. Istotną zaletą ołowiu jest też bardzo wysoka temperatura wrzenia (1745°C), dzięki której trudno wyobrazić sobie, by reaktor mógł się „wygotować” w stanie awarii, co w reaktorze sodowym jest teoretycznie możliwe.

Ołów posiada jednak także istotne wady. Jest bardzo gęsty, co rodzi trudności z jego pompowaniem, powoduje erozję wirników pomp; a także posiada wysoką temperaturę topnienia (327°C), przez co instalacja z ołowiem musi być podgrzewana w celu zabezpieczenia jej przed zestaleniem.

Interesującą alternatywę dla ołowiu stanowi jego stop z bizmutem (eutektyka zawierająca 44,5% Pb i 55,5% Bi). Stop taki ma niższą temperaturę topnienia (125°C) co zmniejsza ilość ciepła niezbędną do podgrzewania instalacji, gdy jest ona nieczynna.

³²<https://aris.iaea.org/sites/.%5CPDF%5CCFR-600.pdf>

³³http://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2013/2013-03-04-03-07-CF-NPTD/5_zhang.pdf

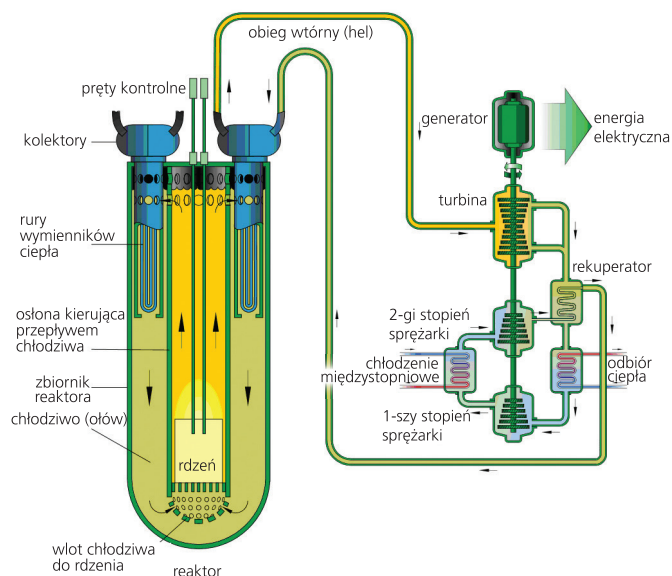
³⁴http://www.iaea.org/inis/collection/NCLCollectionStore/_Public/28/008/28008858.pdf

³⁵<http://world-nuclear-news.org/NN-Beloyarsk-4-criticality-soon-3012131.html>

³⁶<http://www.okbm.nnov.ru/reactors#regional>

³⁷<http://www.iaea.org/jnc/jncweb/02r-d/fast.html>

³⁸http://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Meetings/2012/2012-06-20-06-22-TWG-NPTD/10_Japan.pdf



Rys. 49. Schemat reaktora chłodzonego ołowiem lub eutektyką bizmutowo-ołowiową (źródło: Wikipedia Commons)

Jedynym krajem, w którym technologia ta znalazła praktyczne zastosowanie, było b. ZSRR. W kraju tym skonstruowano reaktory chłodzone eutektyką ołowiowo-bizmutową przeznaczone do napędu okrętów podwodnych. Głównym kryterium była tu możliwość uzyskania większych temperatur i gęstości mocy (a więc zmniejszenia reaktora) w porównaniu z typowym reaktorem PWR³⁹.

Obecnie Rosjanie starają się zdyskontować tamte doświadczenia projektując reaktor BREST, który ma mieć moc elektryczną 300 megawatów. Reaktor ma powstać w okolicach Tomska na Syberii⁴⁰.

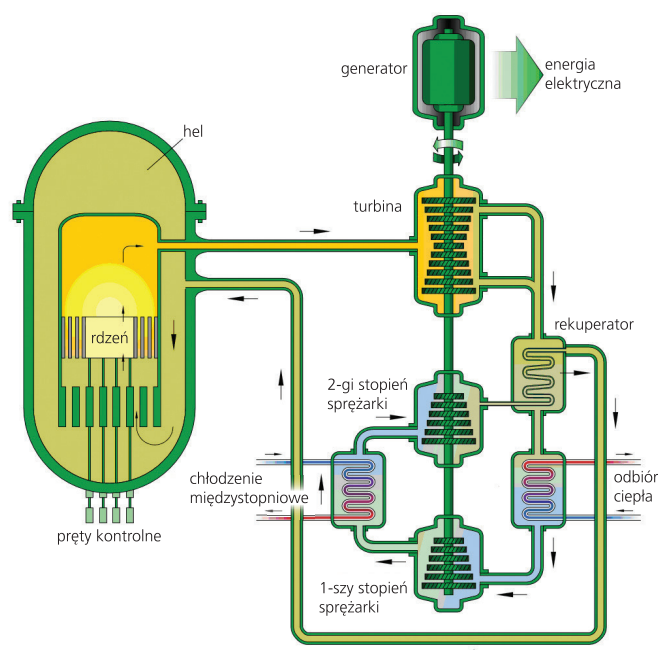
Prace na ten temat prowadzi się również w Europie, choć są one mniej zaawansowane. W Belgii (Mol) planowana jest budowa ołowiowo-bizmutowego reaktora MYRRHA, który ma być przeznaczony do celów badawczych i produkcji radioizotopów. O reaktorze tym pisaliśmy w broszurze „Energetyka jądrowa: spotkanie pierwsze”. Jego bardzo interesującym aspektem jest stworzenie urządzenia do transmutacji długożyciowych nuklidów promieniotwórczych zawartych w wypalonym paliwie. Innym projektem jest ołowiowy ALFRED, który ma stanąć w Rumunii i pracować jako typowa elektrownia. W przedsięwzięcie to zaangażowane są przede wszystkim firmy z Włoch⁴¹. Oba projekty nie mają jednak, jak dotąd, dostatecznych funduszy na budowę.

Technologia reaktorów ołowiowych, a w szczególności ołowiowo-bizmutowych, wymaga bardzo starannej kontroli poziomu zanieczyszczeń w chłodziwie. Dotyczy to zwłaszcza tlenu, którego niewłaściwa koncentracja może doprowadzić do szybkiego nagromadzenia produktów korozji i w rezultacie nawet zatkania kanałów z chłodziwem. Taki wypadek miał miejsce na jednym z radzieckich okrętów podwodnych.

W ogólności, do reaktorów energetycznych, pracujących przez większość czasu swojego życia (a więc nie wymagających długiego podgrzewania), lepsze jest

zastosowanie ołowiu jako chłodziwa, stawiającego mniejsze wymagania odnośnie do kontroli składu chemicznego. Technologia ołowiowo – bizmutowa, ze względu na mniejszą ilość energii potrzebną do ogrzania instalacji gdy reaktor nie pracuje, wydaje się natomiast lepsza dla obiektów badawczych bądź militarnych, pracujących przez stosunkowo niedługi czas, przerywany długimi postojami.

8.2.4 Reaktor prędkie chłodzony gazem: GFR (Gas-Cooled Fast Reactor System)



Rys. 50. Schemat reaktora prędkiego chłodzonego gazem (źródło: Wikipiedia Commons)

Zamiast płynnego metalu, do chłodzenia w reaktorze można zastosować gaz, (rys. 50). Najlepszym wyborem jest obojętny chemicznie hel, aczkolwiek były też pomysły zastosowania dwutlenku węgla. Zaletami zastosowania gazu zamiast ciekłego metalu byłyby:

- rozwiązanie problemów z korozją;
- rozwiązanie problemów z aktywacją chłodziwa;
- łatwość wizualnej inspekcji rdzenia za pomocą kamer;
- lepszy bilans neutronowy rdzenia (hel nie pochłania neutronów), zwiększający efektywność przetwarzania odpadów.

Wadą tej koncepcji jest natomiast konieczność utrzymania zbiornika reaktora pod ciśnieniem przez cały czas w celu zapewnienia chłodzenia oraz niska pojemność cieplna reaktora, pozbawionego chłodziwa w postaci płynnej. Oba powyższe czynniki komplikują znacznie sprawy bezpieczeństwa takiego reaktora.

Na świecie są obecnie rozważane dwa projekty reaktorów prędkich chłodzonych gazem. Pierwszy z nich, tak zwany EM² (skrót od *Energy Multiplier Module*), (rys. 51), został wymyślony przez amerykańską firmę General Atomics. Zakłada on chłodzenie helem i zastosowanie azotku uranu jako paliwa. Zakłada także użycie turbiny gazowej napędzanej helem bezpośrednio z reaktora.

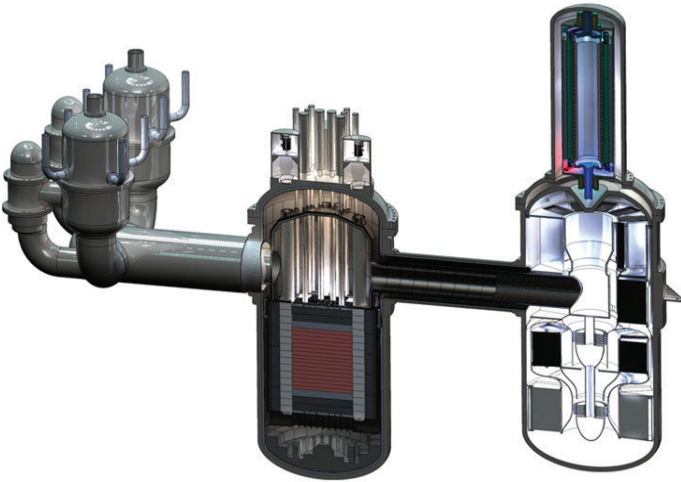
³⁹<http://www.gidropress.podolsk.ru/en/projects/nuclear-submarines.php>

⁴⁰http://world-nuclear-news.org/NN_Fast_moves_for_nuclear_development_in_Siberia_0410121.html

⁴¹<http://www.nineoclock.ro/new-type-of-nuclear-reactor-to-be-commissioned-in-mioveni/>

Drugim projektem jest ALLEGRO. Projekt ten ma bardzo podobne założenia, ale na początek przewiduje zbudowanie urządzenia demonstracyjnego (demonstratora) technologii o mocy cieplnej około 70 MW. Zasadnicza dokumentacja projektu została opracowana przez CEA - Francuski Komisarjat Energii Atomowej a następnie przekazana konsorcjum węgiersko-czesko-słowacko-polskiemu, które kontynuuje prace w tej dziedzinie.

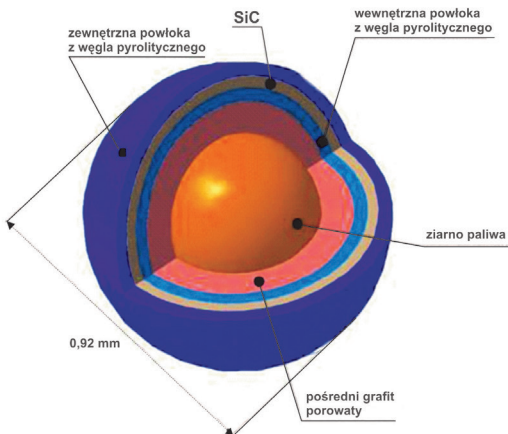
Obydwa projekty są obecnie w bardzo wczesnym stadium zaawansowania i wymagają jeszcze wiele czasu i pracy, zanim będzie możliwe ich wdrożenie. W szczególności barierami wymagającymi rozwiązania pozostają technologia turbin helowych (były doświadczenia w tej dziedzinie, ale jak dotąd tę technologię trudno uznać za dojrzałą) oraz technologia nowych materiałów paliwowych.



Rys. 51. Wygląd projektowanego reaktora EM² (źródło: <http://www.ga.com>)

8.2.5 Wysokotemperaturowy reaktor gazowy: HTGR (High Temperature Gas Reactor)

Technologia HTGR również zakłada wykorzystanie helu jako chłodziwa. Najważniejszą różnicą jest tu jednak zastosowanie moderatora (grafitu), co czyni reaktor HTGR jedynym przedstawicielem IV. generacji pracującym na neutronach termicznych.



Rys. 52. Typowe paliwo TRISO⁴²

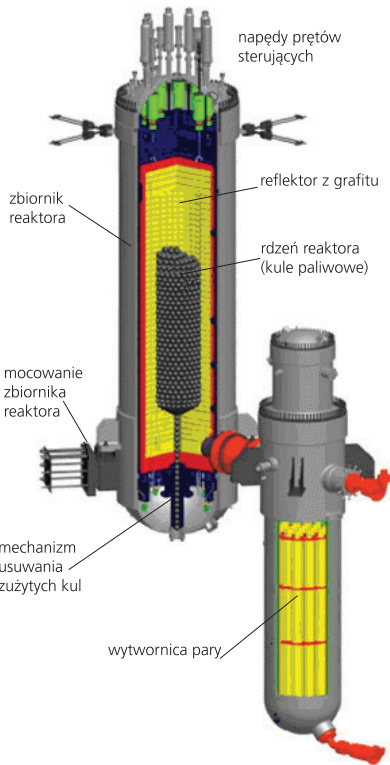
⁴²Materiał ze strony internetowej <http://www.mpa.fr>

Najważniejszym aspektem tej technologii jest jednak paliwo. Zamiast normalnych prętów i pastylek zastosowano tu bardzo drobne kulki (średnicy ułamka milimetra), powleczone kilkoma warstwami ceramiki, (rys. 52). Po latach eksperymentów udało się uzyskać kombinację materiałów dających odporność na wysokie temperatury, szczelność dla migracji produktów rozszczepienia i odporność na długotrwałe naświetlanie promieniowaniem jonizującym. Technologię tę nazywa się „TRISO”.

Opisane powyżej kulki („ziarna”) paliwowe zaprasowuje się w graficie. Uzyskane paliwo całkowicie odwraca filozofię bezpieczeństwa reaktora – zamiast szeregu kolejnych barier, tutaj podstawową barierą dla produktów rozszczepienia (swego rodzaju „obudową bezpieczeństwa”) są ceramiczne powłoki wokół pojedynczego ziarna. Takie paliwo jest odporne na bardzo wysokie temperatury, wymaga natomiast bardzo starannej kontroli jakości w celu zapewnienia szczelności tychże powłok.

Koncepcja reaktora HTGR wywodzi się z Niemiec i USA, gdzie w przeszłości pracowało kilka obiektów tego typu. Podczas eksploatacji natrafiono na szereg problemów technicznych, typowych dla każdej nowej technologii, nie stwierdzono jednak żadnej przeszkody o charakterze zasadniczym, stawiającym całą koncepcję pod znakiem zapytania.

Zarówno niemieckie, jak i amerykańskie prace w tej materii zostały w znacznej mierze ograniczone w latach 80-ych ubiegłego wieku, gdy niskie ceny ropy naftowej uczyniły inwestycje w nowy typ reaktora nieopłacalnymi. W Niemczech dały się dodatkowo odczuć polityczne skutki katastrofy w Czarnobylu.



Rys. 53. HTR-PM. Z lewej strony widoczny reaktor zaś z prawej - wytwornica pary. Interesującą cechą tego projektu jest wykorzystanie opracowanej w Niemczech technologii kul paliwowych. Każda kula (o średnicy 6 cm) składa się z kilku tysięcy drobin paliwa TRISO zaprasowanych w graficie. Łącznie w rdzeniu jest kilkaset tysięcy kul (źródło: INET)

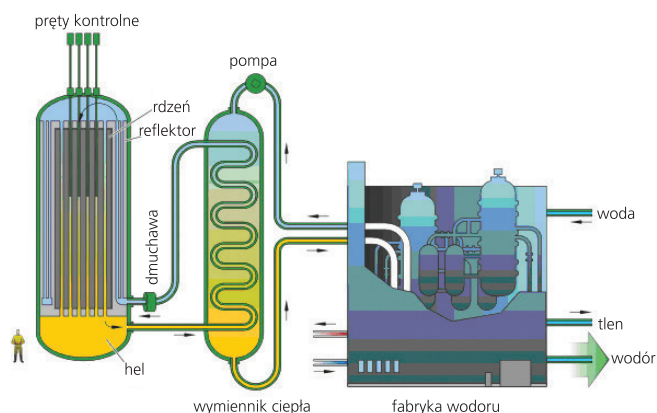
Obecnie środek ciężkości zainteresowania tą technologią znajduje się na Dalekim Wschodzie. W latach 90-ych XX w. Chiny zakupiły od Niemiec dokumentację i od kilku lat w Pekinie działa niewielki prototyp reaktora o mocy 10 MWe. Zdobyte doświadczenie zostanie wykorzystane przy rozpoczętej w 2012 roku budowie większego obiektu.

Obiekt ten, nazwany HTR-PM (od Power Module) (rys. 53) maskładać się z dwóch reaktorów podgrzewających hel do temperatury 750°C. Każdy z reaktorów posiadać będzie wytwornicę pary, w której powstawać będzie para o temperaturze 550°C. Para z dwóch reaktorów ma napędzać jedną turbinę, dającą około 210 MWe. Łączna moc cieplna obu reaktorów wynosić ma 500 MW co daje sprawność wytwarzania energii elektrycznej na poziomie 42%. W następnej kolejności przewiduje się budowę kolejnych zespołów reaktorów, tym razem łączonych po sześć.

Oprócz Chin, technologia HTR jest również od lat rozwijana przez amerykańską firmę General Atomics. Firma ta na początku lat 90-ych opracowała projekt reaktora GT-MHR (*Gas Turbine – Modular Helium Reactor*). Poważne prace na ten temat prowadzone są także przez francuską firmę Areva (projekt ANTARES), konsorcjum firm z Korei Południowej, jak również Japońską Agencję Energii Atomowej (JAEA), która zebrała pokaźne doświadczenie przy okazji budowy prototypowego reaktora HTTR o mocy 30 MW.

Istotną zaletą technologii HTR jest jej bezpieczeństwo. Zbiornik reaktora wypełniony jest bowiem materiałami (grafit, ceramika) odpornymi na wysokie temperatury, a dodatkowo masa grafitu zapewnia dużą bezwładność cieplną reaktora, co spowalnia przebieg potencjalnych incydentów. Najpoważniejszą zaletą jest jednak możliwość oddawania ciepła powyłączeniowego z reaktora bezpośrednio do atmosfery. Eliminuje to potrzebę skomplikowanych systemów chłodzenia.

Reaktor wysokotemperaturowy (rys. 54) z punktu widzenia ekonomii (HTR) posiada szereg zalet: wysokie temperatury helu, pozwalające uzyskiwać sprawności powyżej 40% (co oznacza lepsze wykorzystanie paliwa), brak rozbudowanych systemów chłodzenia awaryjnego; brak obudowy bezpieczeństwa.



Rys. 54. Schemat reaktora wysokotemperaturowego o szczególnie wysokiej temperaturze na wyjściu współpracującego z zakładem przemysłowym produkującym wodór (źródło: Wikipedia Commons)

Wadą jest natomiast stosunkowo duży (jak na niewielką moc) rozmiar zbiornika reaktora. W sumie, wedle szacunków chińskich, koszt budowy jednego megawata w technologii HTR-PM ma być zbliżony do kosztu analogicznego megawata w technologii PWR.

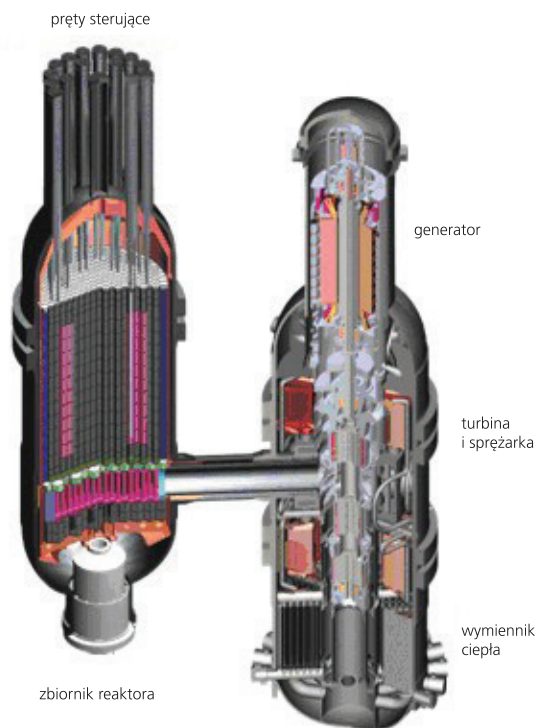
Uzyskiwane wysokie temperatury otwierają także przed reaktorami HTR inne, interesujące pole zastosowań, jakim jest praca w kogeneracji, to jest jednoczesnego wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej. Potencjalnym odbiorcą tego ciepła mogłyby być przede wszystkim duże zakłady przemysłowe z branży chemicznej, które zazwyczaj pozyskują ciepło z dwóch źródeł. Ogrzewanie procesów wymagających niższych temperatur oraz ogrzewanie składników do pozostałych procesów realizuje się przy użyciu pary wodnej. Pozyskuje się ją z kotłów na paliwa kopalne. Każdy zakład przemysłu chemicznego jest zatem opleciony siecią rurociągów parowych dostarczających parę o różnych temperaturach, zazwyczaj do 300°C. Natomiast w procesach wymagających wysokich temperatur źródłem ciepła jest zazwyczaj gaz ziemny, który jednocześnie pełni rolę paliwa, jak i substratu do niektórych reakcji chemicznych. W ten sposób na przykład pozyskuje się wodór.

Reaktor produkujący parę o temperaturze 550°C (a takie dziś można zbudować) jest w stanie zastąpić pracujące w takich zakładach kotły na węgiel bądź gaz i tym samym zaspokoić potrzeby cieplne pierwszego z wymienionych segmentów.

Zastąpienie gazu w drugim z segmentów wymaga zastosowania innego niż para nośnika ciepła w obiegu wtórnym – mógłby być nim hel bądź stopione sole. Wymaga to także zmian konstrukcyjnych samych instalacji do reakcji chemicznych. Konieczne jest także uzyskanie bardzo wysokich temperatur w samym reaktorze. Obecnie najwyższa eksperymentalnie uzyskiwana temperatura helu na wylocie z reaktora to 950°C (reaktory AVR w Niemczech i HTTR w Japonii), ale jest to temperatura na granicy obecnych możliwości tej technologii. Problemem jest tu nie tyle wytrzymałość samego paliwa, co wytrzymałość materiałów, z których zbudowany jest zbiornik reaktora i wymienniki ciepła. Zastąpienie gazu ziemnego jako paliwa wymaga tu zatem jeszcze poważnych prac.

Należy zwrócić uwagę, że zastąpienie gazu ziemnego energią jądrową w zakładach chemicznych ma olbrzymie znaczenie dla zwiększenia niezależności gospodarki od importu gazu – dla przykładu w Polsce same tylko zakłady azotowe (w których gaz jest substratem), odpowiadają za 15% jego zużycia⁴³. Na rys. 55 pokazujemy ideę reaktora wysokotemperaturowego GT-MHR (ang. *Gas Turbine – Modular Helium Reactor*) rozwijanego przez firmę General Atomics. Pokazuje on kuszącą możliwość sprzęgnięcia reaktora gazowego bezpośrednio z turbiną pracującą na helu. W praktyce takie rozwiązanie nie zostało jednak jeszcze zrealizowane.

⁴³https://www.polsl.pl/Wydzialy/RG/Wydawnictwa/Documents/kwartal/5_3_2.pdf



Rys. 55. Przekrój projektu reaktora GT-MHR

9. Ekonomia

Kończąc broszurę chcielibyśmy poruszyć trudny temat, jakim są aspekty ekonomiczne energetyki. Zaczniemy od tego, że produkcja energii elektrycznej nie jest żadną krucjatą ku lepszej przyszłości. Jest to zwykły biznes, który powinien się opłacać. Państwowe koncerny energetyczne są tu pewnym wyjątkiem – często są one w stanie zaakceptować działalność przynoszącą straty, jeżeli są one równoważone przez określone, trudne do osiągnięcia innymi środkami korzyści dla Państwa, jak np. bezpieczeństwo dostaw energii czy niezależność energetyczna. Nawet jednak takie firmy nie działają w próżni i muszą akceptować, w taki czy inny sposób, zasady ekonomii.

Na temat ekonomii produkcji energii elektrycznej z różnych źródeł napisano już wiele, dochodząc do niejednokrotnie zupełnie sprzecznych wniosków świadczących na korzyść tej, czy innej, wybranej technologii. Przy porównywaniu kosztów wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł daje się jednak dostrzec pewne regularności, które poniżej przybliżymy.

9.1 Koszt wytwarzania energii w elektrowniach jądrowych

Najczęściej używaną miarą jest tzw. Znormalizowany Koszt Energii Elektrycznej (ang. *Levelised Cost Of Electricity, LCOE*). Informuje on, ile powinna kosztować energia z elektrowni, aby zrównoważyć wszystkie koszty istnienia elektrowni. Nie jest to w żadnej mierze informacja o cenie rynkowej – mówi ona jedynie, ile energia powinna kosztować, żeby jej producent w cyklu życia elektrowni „wyszedł na zero”. Na LCOE składają się elementy, które opiszemy kolejno.

Koszt kapitałowy (koszt elektrowni)

Budowa elektrowni jądrowej pochłania znaczne fundusze, większe niż w przypadku konwencjonalnych elektrowni

węglowych czy gazowych. Jeżeli inwestycja została sfinansowana z kredytu (a tak jest zazwyczaj), w cenie każdej sprzedanej megawatogodziny energii elektrycznej musi znaleźć się część, która pozwoli na obsługę kredytu.

Koszt samej budowy elektrowni potrafi osiągać bardzo różne wielkości, zależne od miejscowych uwarunkowań, złożoności projektu, jak również sprawności i organizacji samej budowy. W warunkach chińskich, przy połączeniu bardzo niskich kosztów pracy i seryjnej budowy bloków, daje się osiągnąć cenę ok. 7 mln zł za megawat zainstalowanej mocy elektrycznej. Z drugiej strony, w warunkach europejskich, przy dużych opóźnieniach, notuje się ceny nawet w okolicach 20 mln zł za megawat.

Bardzo ważnym czynnikiem wpływającym na koszt budowy jest czas jej realizacji. Jest to zrozumiałe, jeżeli weźmiemy pod uwagę zamrożenie znacznych funduszy i konieczność spłacania odsetek od nich, gdy obiekt ciągle jeszcze nie pracuje.

Oprócz tego, duże znaczenie mają też:

- Oprocentowanie (im wyższe, tym drożej);
- Czas kredytowania (im dłuższy, tym mniejszą kwotę trzeba zapłacić co roku, ale łączna kwota do spłacenia rośnie).

Należy zwrócić uwagę, że po spłaceniu kredytu elektrownia pracuje dalej, ze znacznie już zmniejszonymi kosztami.

Udział kosztu kapitałowego w finalnej cenie energii jest tym mniejszy, im więcej elektrownia jej produkuje. Z tego względu wszelkie długie przestoje są niepożądane i operatorzy starają się ich unikać.

Zatem w zależności od przyjętych założeń (oprocentowania, czasu spłaty, współczynnika wykorzystania mocy i wreszcie samego kosztu budowy), możemy otrzymać krańcowo różne wartości składnika kapitałowego. Przykładowe wielkości obrazuje poniższa tabelka. Wielkości w niej zawarte należy traktować jedynie jako przykład tego, do czego prowadzą jedynie niewielkie z pozoru zmiany początkowych danych użytych w wyliczeniach.

Tabela 9.1: Przykładowe wyliczenie pokazujące zakres zmienności kosztu kapitałowego.

Czynnik	Jednostka	Wariant korzystny	Wariant niekorzystny
Koszt budowy	mln zł/MWe	16	21
Współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej	%	90	70
Oprocentowanie kredytu	% rocznie	4	8
Czas spłaty kredytu	lat	30	20
Koszt kapitałowy w kilowatogodzinie	groszy	11,7	34,9

Jak widać, koszt kapitałowy ma zasadniczy udział w kosztach całego przedsięwzięcia, a uzyskane przez potencjalnego inwestora warunki kredytowania inwestycji mają krytyczne znaczenie dla oceny jej celowości. Z powyższego względu wśród firm eksploatujących obiekty jądrowe dominują podmioty rządowe, mogące uzyskać kredyty na lepszych warunkach.

W chwili pisania tego tekstu warunki finansowania realizacji programu jądrowego w Polsce nie są jeszcze znane.

Koszty stałe

Są to koszty ponoszone niezależnie od tego, czy elektrownia pracuje, czy też nie. Kosztami stałymi będą na przykład wynagrodzenia dla obsługi pozostającej stale na miejscu, oświetlenie i ogrzewanie obiektu oraz koszt przeglądów okresowych.

Podobnie jak w przypadku kosztów kapitałowych, udział kosztów stałych w koszcie energii elektrycznej będzie tym mniejszy, im więcej energii elektrownia wyprodukuje w danym okresie.

Koszty zmienne

Są to koszty związane z samą fizyczną pracą elektrowni. Będzie to np. wymiana komponentów podlegających zużyciu, a nie wymianie okresowej.

Paliwo

Paliwo jest w zasadzie kolejnym kosztem zmiennym. Typowo paliwo dostarczane jest na podstawie kontraktów długoterminowych i jego ceny ulegają niewielkim wahaniom. Na świecie jest kilku konkurujących ze sobą producentów paliwa, nie ma jednak mowy o monopolu gdyż relatywnie niewielkie koszty transportu umożliwiają jego sprowadzenie od dowolnego producenta. Podobnie rzecz się ma z zasobami uranu potrzebnego do wyprodukowania paliwa. Wziąwszy powyższe pod uwagę, koszty paliwa w warunkach polskich prawdopodobnie nie będą odbiegać w żadną stronę od kosztów na rynkach światowych.

W warunkach amerykańskich, średni koszt paliwa w 2012 roku wyniósł 0,75 centa (0,0075 USD) za kilowatogodzinę (ok. 2,3 groszy przy przeliczniku 3,05 zł/USD)⁴⁴. Koszt ten zawiera w sobie koszt utylizacji wypalonego paliwa, opisany poniżej.

Utylizacja paliwa

W najprostszym wariancie wypalone paliwo ma trafić do podziemnego, ostatecznego składowiska. Budowa takiego składowiska jest bardzo kosztowna – wymaga bowiem obszernych badań lokalizacyjnych oraz drążenia głębokich tuneli. W USA na takie miejsce wybrano położoną w Nevadzie górę Yucca Mountain. Jest to miejsce pustynne, a więc pozbawione głównego czynnika powodującego korozję kanistrów z paliwem i mogącego roznosić zanieczyszczenia, jakim jest woda. Niestety, w ostatnim czasie, na skutek politycznych rozgrywek, projekt został anulowany i Stany Zjednoczone pozostały bez długoterminowego rozwiązania problemu składowania wypalonego paliwa⁴⁵.

Nas interesuje jednak to, że w trakcie budowy składowiska (wydrążono część tuneli i przeprowadzono obszerne badania) wyliczono jego łączny koszt. Suma może robić wrażenie – w 2008 roku szacunek mówił o łącznym koszcie 96 miliardów dolarów (były to koszty budowy, eksploatacji, pilnowania i zamknięcia składowiska po 150 latach). Jeżeli jednak wziąć pod uwagę ilość składowanego w nim paliwa, okazuje się, że płacony przez elektrownie podatek w wysokości 1 dolara amerykańskiego za każdą wyprodukowaną megawatogodzinę energii elektrycznej (0,1 centa, czyli około 0,3 grosza za kilowatogodzinę) jest w stanie pokryć ten koszt w 80%⁴⁶.

Nawet jeżeli składowisko w warunkach polskich byłoby droższe w przeliczeniu na każdą tonę składowanego w nim paliwa (co jest prawdopodobne, biorąc pod uwagę brak efektu skali – w USA pracuje około 100 reaktorów, a także nasze trudności ze znalezieniem odpowiedniego miejsca), mówimy o przypadającym na jedną kilowatogodzinę koszcie rzędu ułamków grosza.

Koszty demontażu

Koszty demontażu obiektu jądrowego mogą być bardzo poważne. Z tego względu ustawa Prawo Atomowe, zgodnie z międzynarodową tendencją w tej materii, zobowiązuje operatora do odkładania comiesięcznie określonej sumy pieniędzy na specjalny fundusz, który ma w przyszłości pokryć koszty demontażu.

Odwrotnie niż w przypadku kosztów kapitałowych, tutaj czas działa na korzyść operatora elektrowni, gdyż fundusz może zarabiać na odsetkach. Ponadto opłaty są rozłożone na cały czas życia elektrowni. Co więcej, po wyłączeniu elektrowni z eksploatacji operator może podjąć decyzję o odczekaniu kilkudziesięciu lat przed przystąpieniem do likwidacji. Takie podejście nie tylko zmniejsza aktywność zanieczyszczeń nagromadzonych w budynku elektrowni ale także daje jeszcze więcej czasu na „pracę” funduszom przeznaczonym na likwidację obiektu. Z drugiej strony, nieczynna elektrownia pozostaje wówczas w świetle prawa obiektem jądrowym i w dalszym ciągu trzeba jej pilnować, natomiast działka pod nią pozostaje zajęta.

W zasadzie operator (a także prawdopodobnie Państwo) może pozostać z „nierozwiązanym” problemem likwidacji elektrowni w trzech sytuacjach:

- Gdy fundusze na likwidację nie były gromadzone. Tak było na przykład w Wielkiej Brytanii i dziś demontaż starych reaktorów typu „Magnox” jest trudnym do sfinansowania przedsięwzięciem;
- Gdy elektrownia została wyłączona przed terminem na przykład z powodu awarii lub wykrycia innych usterek;
- Gdy dochodzi do załamania gospodarki i fundusz bankrutuje.

W pozostałych przypadkach nawet bardzo niewielka składka (za to opłacana regularnie) jest w stanie w całości pokryć koszty demontażu. Przykładowo, przyjmując, że koszt budowy wynosi 16 zł/MW, koszt demontażu 50% kosztu

⁴⁴Dane ze strony www.amerykańskiego.Nuclear.Energy.Institute

⁴⁵gdy omawiamy postępowanie z wypalonym paliwem, należy rozróżnić przechowywanie (przez czas określony) i składowanie (ostateczne)

⁴⁶http://www.world-nuclear-news.org/WR-Yucca_Mountain_cost_estimate_rises_to_96_billion_dollars-0608085.html

budowy, a odsetki 6% rocznie, pracująca przez 60 lat elektrownia jest w stanie uzbierać na swój demontaż, jeżeli tylko w jednej kilowatogodzinie składka na demontaż będzie równa około dwóch setnych grosza. Podobnie jak koszt kapitałowy – kwota ta będzie bardzo zależna od przyjętych założeń, jednak z pewnością będzie znikomo mała w skali całego przedsięwzięcia.

9.2 Porównanie z innymi typami elektrowni:

Nie wnikając w konkretne liczby, możemy wyróżnić pewne tendencje, które przedstawiamy poniżej:

Elektrownie gazowe

Są bardzo tanie w budowie, ale w warunkach polskich dość drogie w eksploatacji ze względu na wysokie ceny gazu. Przykładowo, przy cenie gazu ziemnego 1,3 zł/m³, koszt samego paliwa wynosi ok. 27 groszy w cenie kilowatogodziny.



Rys. 56. Elektrownia gazowa (źródło: <http://energetykon.pl/ge-elektrownia-wysoko-sprawna-i-elastyczna,17153.html>)

Pewien udział w kosztach mają też opłaty za emisję CO₂, ale ich ceny w najbliższej przyszłości w chwili pisania naszej broszury wciąż nie daje się przewidzieć.

Elektrownie węglowe



Rys. 57. Elektrownia węglowa (źródło: wikipedia.org)

Elektrownie węglowe są droższe w budowie od elektrowni gazowych. Przykładowo jeden megawat mocy elektrycznej zainstalowanej w budowanych obecnie blokach Elektrowni Opole (2 x 900 MW) kosztuje 6,4 mln zł, zaś w nowym bloku 1075 MW w Elektrowni Kozienice – 6,0 mln zł.

Z drugiej strony, po uruchomieniu, koszt węgla dla elektrowni jest niski – według danych Urzędu Regulacji Energetyki (URE), wynosi on obecnie ok. 10 groszy za kilowatogodzinę. Podobnie jak elektrownie gazowe, elektrownie węglowe muszą ponosić opłaty za emisję CO₂, z tym że są one około dwukrotnie wyższe (bo tyleż wyższe są emisje). Ważne jest jednak to, że istniejące bloki są z tych opłat zwolnione i wymóg dotyczy jedynie nowych.

Elektrownie wiatrowe

Jeden megawat mocy zainstalowanej w elektrowni wiatrowej w warunkach polskich kosztuje około 6,4 mln zł. Jest to relatywnie niewiele, ale należy zwrócić uwagę, że ze względu na zmienność wiatru elektrownie wiatrowe osiągają współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej około 20 – 25%. Oznacza to, że elektrownia taka przez większość swojego życia pracuje z mocą jedynie ułamka mocy zainstalowanej. Z tego względu koszt kapitałowy w elektrowni wiatrowej w przeliczeniu na jedną kilowatogodzinę jest dość wysoki.

Przykładowo, przy koszcie 1 megawata na poziomie 6,4 mln zł, i współczynniku wykorzystania mocy 22%, spłata kredytu zaciągniętego na 20 lat na 6% rocznie kosztować będzie 28,9 grosza w każdej kilowatogodzinie. Koszt ten, z punktu widzenia inwestora, jest redukowany przez mechanizmy państwowych dotacji (preferencyjne kredyty itp.) na budowę odnawialnych źródeł energii.



Rys. 58. Elektrownia wiatrowa (źródło: wikipedia.org)

Elektrownie wiatrowe ulokowane na morzu osiągają wyższe współczynniki wykorzystania mocy zainstalowanej (do 35-40%) ale z kolei koszt ich budowy jest znacząco wyższy.

Poważnym problemem, widocznym dopiero gdy w systemie elektroenergetycznym zainstalowana zostanie dostatecznie duża moc elektrowni wiatrowych, jest zmienność ich mocy. Zmusza to operatora systemu do równoważenia zmian mocy dostarczanej przez włączanie bądź wyłączanie innych

źródeł energii, co nie zawsze jest proste. Należy tu dodać, że system elektroenergetyczny (poza niewielkimi elektrowniami szczytowo-pompowymi) nie jest w stanie magazynować energii i jej produkcja powinna być zawsze równa jej zużyciu.

Elektrownie fotowoltaiczne

Elektrownie fotowoltaiczne mają wszystkie cechy elektrowni wiatrowych, z tym zastrzeżeniem, że mają jeszcze niższy niż te pierwsze współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej (w warunkach polskich rzędu kilkunastu procent). Z tego względu fotowoltaika, jeżeli pominąć mechanizmy dopłat i dotacji, pozostaje najdroższym z omawianych sposobem wytwarzania energii elektrycznej.



Rys. 59. Elektrownia fotowoltaiczna (źródło: wikipedia.org)

Z drugiej strony nie sposób nie zauważyć, że w dziedzinie tej dokonuje się szybki postęp i ceny paneli fotowoltaicznych cały czas spadają. Zwolennicy tej technologii wskazują także, że dzienny szczyt zużycia energii elektrycznej pokrywa się w pewnym stopniu z dziennym szczytem nasłonecznienia, co czyni elektrownie słoneczne bardziej niż wiatrowe dostosowanymi do potrzeb systemu elektroenergetycznego.

Elektrownie wodne



Rys. 60. Elektrownia wodna (źródło: wikipedia.org)

Energetyka wodna może zapewnić duże ilości energii bez powiązanych z nimi emisji gazów cieplarnianych. Poważną jej zaletą jest też duża dyspozycyjność - turbiny wodne dają się szybko włączać i wyłączać, umożliwiając tym samym nadążanie za zmianami zapotrzebowania na moc. Co więcej, zapory ułatwiają gospodarkę wodną i pełnią istotną rolę przeciwpowodziową. Znany jest przypadek nieukończonej

zapory "Świnna Poręba" na rzece Skawie, która (jak wspomniano - niedokończona) podczas intensywnych opadów w 2010 zakumulowała ok. 60 mln m³ wody, tym samym chroniąc przed powodzią Kraków. Dodatkowym atutem są walory turystyczne i poprawa komunikacji przez rzeki.

Z drugiej jednak strony, energetyka wodna ma szereg wad. Należą do nich:

- Olbrzymi koszt instalacji. Przykładowo, koszt budowy ww. zbiornika Świnna Poręba oszacowano w 2006 r. na 1,3 mld zł, przy planowanej mocy zainstalowanej zaledwie 3,75 MW. W rezultacie w wielu przypadkach hydroelektrownie buduje się jedynie jako dodatek do zapór, które i tak zostały by zbudowane z innych powodów;
- Zajęcie znacznego terenu pod zalew. Często jest to teren cenny przyrodniczo bądź kulturowo. Najbardziej znanym przykładem jest tu budowa zbiornika Nassera w Egipcie - w jej rezultacie zostało zniszczonych wiele cennych stanowisk archeologicznych;
- Ryzyko powodzi w przypadku zerwania tamy.

Ogólnie rzecz biorąc Polska, jako kraj stosunkowo płaski, nie prezentuje szczególnie korzystnych warunków do rozwoju hydroenergetyki. Nie znaczy to jednak, że nie ma dla niej miejsca - w wielu lokalizacjach elektrownie wodne mają sens i wykazują swoją przydatność, dostarczając przy okazji swoim właścicielom pokaźnych dochodów. Koszty eksploatacji elektrowni tego typu są bowiem bardzo niskie.

Elektrownie geotermalne

Elektrownie geotermalne bazują na cieple z wnętrza Ziemi. Aby je pozyskać, wykonuje się głębokie odwierty, którymi następnie pobiera się gorącą wodę z wnętrza Ziemi. Głębokość takich odwiertów może wynosić nawet kilka kilometrów.



Rys. 61. Elektrownia geotermalna (źródło: wikipedia.org)

Aby dało się wyprodukować z takiego źródła prąd, temperatura pozyskiwanej wody powinna być odpowiednio wysoka. W praktyce jest to możliwe w krajach o wysokiej aktywności wulkanicznej, jak na przykład Islandii, która dziś pokrywa ze źródeł geotermalnych ok. 1/4 swojego zapotrzebowania na energię elektryczną.

W pozostałych przypadkach (przy niższych temperaturach) możliwe jest wykorzystanie takiego ciepła do celów grzewczych. Barięą jest relatywnie wysoki koszt instalacji. Zaletą - niskie koszty eksploatacji.

10. Podsumowanie

Niniejsza broszura dalece nie wyczerpała wszystkich zagadnień związanych z energetyką jądrową. Jednak wraz z pierwszą naszą broszurą „Energetyka jądrowa. Spotkanie pierwsze” stanowi znaczące kompendium podstawowej wiedzy na ten temat.

Trudno dziś przewidzieć, które z licznych projektów nowych reaktorów wejdą do kanonu energetyki jądrowej i jakie nowe pomysły pojawią się szczególnie w sprawach zapewnienia bezpieczeństwa i postępowania z wypalonym paliwem. To, co jest celem możliwym do osiągnięcia i to wcale w nie nazbyt długiej perspektywie czasowej, to skuteczne wykorzystanie wypalonego paliwa do produkcji energii przy jednoczesnym zmniejszaniu ilości i aktywności odpadów promieniotwórczych. Chociaż dzisiejsza energetyka jądrowa już dziś jest bardzo przyjazna środowisku, osiągnięcie powyższego celu uczyni ją jeszcze skuteczniejszą i łatwiejszą także dla akceptacji społecznej. W naszych broszurach podkreślamy także, że promieniowanie jonizujące, emitowane przez normalnie pracujące elektrownie jądrowe jest tak niewielkie, że nie może w żadnym stopniu być szkodliwe dla okolicznej ludności, a konstrukcje nowoczesnych reaktorów jądrowych gwarantują, że w typowym scenariuszu awarii, w odległości ok. 1 km od reaktora nie da się odczuć jej skutków, a więc scenariusz czarnobylski lub fukushimski dotyczący masowych przesiedleń ludności nie będzie miał sensu. O bezpieczeństwie reaktorów decyduje też nadzwyczaj surowa kontrola jakości podczas ich budowy i eksploatacji, a odnośnie do możliwych awarii rozpatruje się najgorsze możliwe scenariusze i wprowadza odpowiednie zabezpieczenia. Na świecie pracuje obecnie wiele reaktorów starszych konstrukcji. Po wydarzeniach w Fukushima przeszły one surowe testy i tam, gdzie to było niezbędne, podwyższono warunki bezpieczeństwa pracy reaktorów.

W poprzedniej broszurze, choć nie bezpośrednio, stawialiśmy Czytelnikom pytanie, czy kurs na energetykę jądrową jest właściwy? Mamy nadzieję, że teraz już odpowiedź jest jasna. Energetyka ta jest bezpieczna, przyjazna środowisku, przystępna cenowo dla odbiorców elektryczności (także ciepła) i zapewniająca energię na co najmniej dziesiątki tysięcy lat. Czego chcieć więcej?

11. Literatura dla bardziej dociekliwego czytelnika

W Polsce ukazało się trochę książek o tematyce poświęconej energii jądrowej. W większości są to publikacje dość stare, a więc niedostępne w księgarniach. Ich zdobycie nie powinno jednak nastręczać większych trudności osobie mającej dostęp do internetowych serwisów aukcyjnych i odrobinę cierpliwości. Poniżej przytaczamy subiektywną listę wybranych przez nas pozycji:

G. Jezierski, **Energia jądrowa wczoraj i dziś**, WNT 2006

Jerzy Kubowski, **Nowoczesne Elektrownie Jądrowe**, WNT 2009

S. Andrzejewski i inni (praca zbiorowa), **Energetyka jądrowa**, PWT 1959: Książka ta stanowi przegląd materiałów dostarczonych na mającą miejsce w 1958 roku w Genewie konferencję poświęconą pokojowemu wykorzystaniu energii jądrowej. Dzięki temu czytelnik zyskuje obraz wczesnych, niejednokrotnie bardzo ciekawych, prac nad reaktorami jądrowymi najróżniejszych typów, dziś często już zapomnianych. Autorzy zdołali uniknąć nadmiernej szczegółowości i utrzymali swoją pracę na popularnonaukowym poziomie. Wartości dodają liczne rysunki i przekroje omawianych projektów.

Z. Celiński, A. Strupczewski, **Podstawy energetyki jądrowej**, WNT 1984: Książka w sposób systematyczny analizuje różne aspekty energetyki jądrowej, poczynając od produkcji paliwa, poprzez budowę typowych reaktorów jądrowych, na gospodarce odpadami skończywszy. Opis techniki reaktorów jądrowych skoncentrowano na radzieckich reaktorach typu WWER, co jest zrozumiałe, jeżeli weźmie się pod uwagę czas powstawania książki i realizowaną wówczas w Polsce budowę elektrowni w Żarnowcu.

S. Góra, **Elektrownie jądrowe**, PWN 1978: Książka ma podobną tematykę jak poprzednia pozycja, poruszając różne aspekty budowy i eksploatacji elektrowni jądrowych.

A. Strupczewski, **Awarie reaktorowe a bezpieczeństwo energetyki jądrowej**, WNT 1990: Książka szczegółowo omawia tematykę bezpieczeństwa obiektów jądrowych. Przedstawiona zostaje klasyfikacja awarii jądrowych, poparta opisami przykładowych zdarzeń. Podobnie jak w poprzedniej pozycji, autor skoncentrował się na reaktorze WWER.

B. Barré, **Wszystko o energetyce jądrowej. Od atomu A do cyrkonu Zr**, (2008) Areva, ISBN 978-83-933964-0-5

S. Strupczewski, **Nie bójmy się energetyki jądrowej**, SEP (2010) ISBN 978-83-61163-18-3

12. Słowniczek

Ze względu na dużą liczbę występujących w tekście skrótów, niejednokrotnie wywodzących się z języka angielskiego, zamieszczamy poniżej krótki słowniczek.

- **ABWR**: ang. *Advanced Boiling Water Reactor* (Ulepszony Reaktor Wodny Wrzący). Typ reaktora w technologii ->BWR opracowany na przełomie lat 80/90-ych i obecnie oferowany przez firmy General Electric, Hitachi oraz Toshiba. Kilka egzemplarzy pracuje w Japonii, kolejne znajdują się w budowie na Tajwanie.
- **AGR**: ang. *Advanced Gas Cooled Reactor* (Ulepszony Reaktor Gazowy). Określenie drugiej generacji brytyjskich reaktorów jądrowych, stanowiących rozwinięcie technologii →Magnox
- **AP1000**: ang. *Advanced Passive 1000* (Zaawansowany Pasywny, moc 1000 MW). Reaktor typu →PWR o mocy 1000 MW elektrycznych oferowany przez firmę Westinghouse. Osiem sztuk jest w budowie w USA i Chinach.
- **BN350, BN600, BN800, BN1200**: ros: *реактор на Быстрых Нейтронах* (reaktor na neutronach prędkich). Seria rosyjskich konstrukcji reaktorów prędkich chłodzonych sodem o mocach elektrycznych odpowiednio 350 (Aktau w Kazachstanie, obecnie nieczynny), 600 (Biełojarsk, czynny), 800 (w budowie) i 1200 MW (projektowany).
- **BWR**: ang. *Boiling Water Reactor* (Reaktor Wodny Wrzący).
- **CANDU**: ang. *CANadian Deuterium Uranium* (Kanadyjski, Deuterowy Uranowy). Seria reaktorów typu PHWR opracowanych w Kanadzie i eksportowanych do Indii, Pakistanu, Rumunii, Korei Płd., Argentyny oraz Chin.
- **EM²**: ang. *Energy Multiplier Module*. Projekt reaktora na neutrony prędkie, chłodzonego helem, promowany przez firmę General Atomics z San Diego w Kalifornii.
- **EPR**: ang. *European Pressurized Reactor* (Europejski Reaktor Ciśnieniowy). Reaktor typu -> PWR opracowany przez koncern Areva na podstawie starszych konstrukcji PWR francuskich i niemieckich. Po jednym egzemplarzu jest obecnie budowane w Finlandii (Olkiluoto) i Francji (Flamanville) zaś dwa kolejne w Chinach (Taishan).
- **ESBWR**: ang. *Economic Simplified Boiling Water Reactor*. Reaktor typu →BWR nowej generacji, oferowany przez konsorcjum firm General Electric i Hitachi.
- **GT-MHR**: ang. *Gas Turbine Modular Helium Reactor* (Modułowy Reaktor Helowy z Turbiną Gazową). Projekt reaktora typu HTR z turbiną gazową opracowany w latach 90-ych przez firmę General Atomics.
- **HTR**: ang. *High Temperature Reactor*, Reaktor wysokotemperaturowy. Potoczne określenie reaktora z moderatorem grafitowym chłodzonego helem.
- **HTGR**: ang. *High Temperature Gas Reactor*, Reaktor Wysokotemperaturowy – Gazowy. Określenie stosowane w USA w celu odróżnienia reaktorów chłodzonych helem i moderowanych grafitem (→HTR) od innych technologii, również zdolnych produkować ciepło o wysokich parametrach.
- **HTR-PM**: ang. *HTR-Power Module*. Dwa reaktory typu →HTR budowane obecnie w Chinach.
- **IAEA**: ang. *International Atomic Energy Agency* (Międzynarodowa Agencja Energii Atomowej). Jedna z agend ONZ zajmująca się pokojowym wykorzystaniem energii jądrowej oraz zapobieganiu rozprzestrzenianiu się broni jądrowej.
- **INES**: ang. *International Nuclear Event Scale* (Międzynarodowa Skala Zdarzeń Jądrowych).
- MAEA →IAEA
- **Magnox**: ang. *Magnesium, non oxidising* (Magnez, nieutleniający się). Nazwa stopu magnezu stosowanego na koszulki paliwowe w pierwszej generacji brytyjskich reaktorów jądrowych, chłodzonych dwutlenkiem węgla (i co za tym idzie, potoczne określenie całej tej grupy reaktorów).
- **MW**: Megawat, jednostka mocy
- **MWe**: Megawat elektryczny, jednostka mocy elektrycznej.
- **MWt** (lub MWth): Megawat cieplny, jednostka mocy cieplnej.
- **MWh**: Megawatogodzina, jednostka energii (pracy)

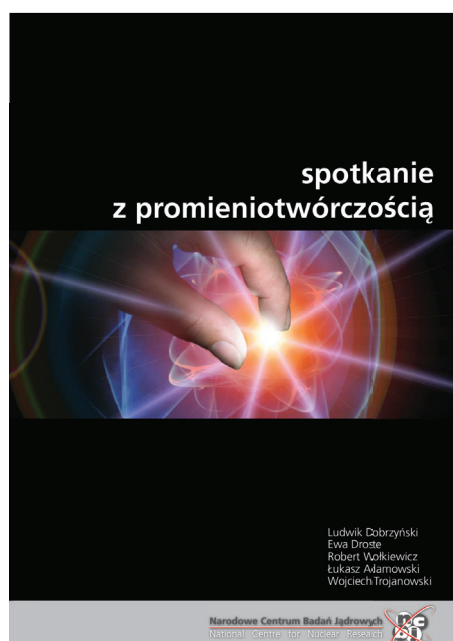
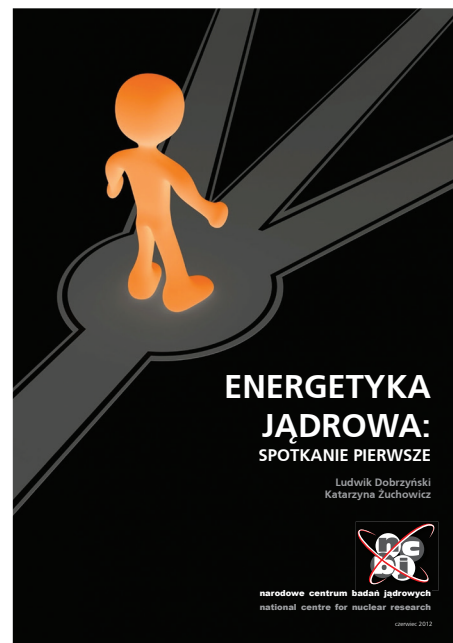
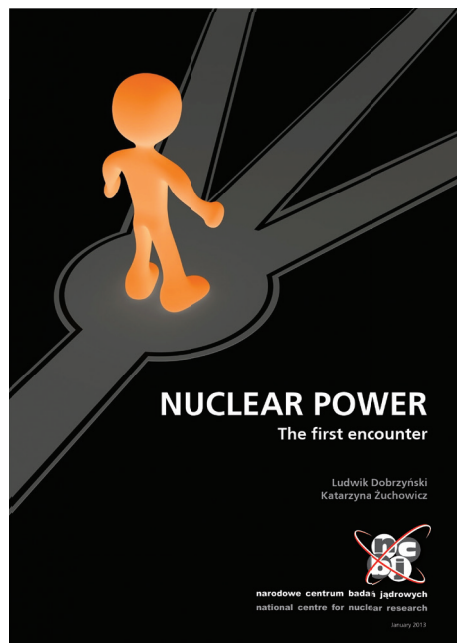
- **PHWR**: ang. *Pressurized Heavy Water Reactor* (Reaktor Ciśnieniowy na Wodę Ciężką). Typ reaktora podobny do →PWR, lecz wykorzystujący ciężką wodę jako moderator i chłodziwo. Szczególnie popularny w Kanadzie (→CANDU) oraz w Indiach (również bazujących na technologii kupionej w Kanadzie).
- **PWR**: ang. *Pressurized Water Reactor* (Reaktor Wodny Ciśnieniowy). Najpopularniejszy obecnie typ reaktora energetycznego.
- **RBMK**: ros. *Реактор Большой Мощности Канальный* (Reaktor Dużej Mocy, Kanałowy). Typ opracowanego w ZSRR reaktora z chłodzeniem wodą wrzącą pod ciśnieniem i moderatorem grafitowym. Ze względu na możliwe aplikacje militarne (produkcja plutonu dużej czystości) nigdy nie eksportowany poza ZSRR. Tego typu reaktory znajdowały się w elektrowni w Czarnobylu. Po rozpadzie ZSRR, reaktory RBMK na Litwie i Ukrainie wyłączono i dziś typ ten jest eksploatowany wyłącznie w Rosji.
- **TMI**: ang. *Three Mile Island*, nazwa elektrowni w stanie Pennsylvania w USA. W elektrowni znajdują się dwa reaktory →PWR firmy Babcock&Wilcox, z których jeden uległ awarii w roku 1979.
- **TSO**: ang. *Technical Support Organisation* (Organizacja Wsparcia Technicznego). Organizacja stanowiąca zaplecze eksperckie dozoru jądrowego.
- **WANO**: ang. *World Association of Nuclear Operators* (Światowa Organizacja Operatorów Jądrowych).
- **WWER**: ros. *Водо-водяной энергетический реактор* (Wodno – Wodny Reaktor Energetyczny). Seria reaktorów typu →PWR opracowanych w ZSRR i eksportowanych do wielu krajów socjalistycznych, a ostatnio także do Indii i Iranu. Najpopularniejsze warianty posiadają moc elektryczną 440 i 1000 MW. Reaktory WWER-440 miały znaleźć się w nieukończonej elektrowni w Żarnowcu.

Podziękowania

Autorzy pragną wyrazić swoją wdzięczność prof. Janowi Plucie z Wydziału Fizyki Politechniki Warszawskiej za recenzję i cenne uwagi.

Autorzy składają także podziękowanie zespołowi Działu Edukacji i Szkoleń NCBJ za przeczytanie manuskryptu i zaopatrzenia go uwagami.

Broszury Działu Edukacji i Szkoleń



NCBJ
05-400 Otwock
ul. A Sołtana 7
e-mail: ncbj@ncbj.gov.pl
www.ncbj.gov.pl

ISBN 978-83-934358-3-8